

**CLASIFICACIÓN Y PROCESAMIENTO DE LOS REGISTROS DE  
PERTURBACIONES DE LA RED DE TRANSMISIÓN DE ISA**

**DAVID NEREO BALLESTEROS LÓPEZ**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, FÍSICA Y  
CIENCIAS DE LA COMPUTACIÓN  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
PEREIRA  
2008**



**CLASIFICACIÓN Y PROCESAMIENTO DE LOS REGISTROS DE  
PERTURBACIONES DE LA RED DE TRANSMISIÓN DE ISA**

**DAVID NEREO BALLESTEROS LÓPEZ**

**MONOGRAFÍA**

**DIRECTOR**

**ALEXANDER MOLINA CABRERA  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, FÍSICA Y  
CIENCIAS DE LA COMPUTACIÓN  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
PEREIRA  
2008**



## **NOTA DE ACEPTACIÓN**

---

---

---

Firma Del Presidente Del Jurado

---

Firma Jurado

---

Firma Jurado

---

Ciudad y Fecha

*A mi familia, principal partícipe de mi formación y  
compañera de éxitos, por su paciencia y apoyo  
incondicional en todos estos años, siendo motivo de  
inspiración y fuerza para seguir siempre adelante.*

*A ellos, todo mi amor y gratitud.*



# AGRADECIMIENTOS

A Dios, que ha puesto en mi camino las oportunidades de crecer intelectual y espiritualmente, rodeándome de personas valiosas que me brindan apoyo sin ningún otro interés que el de verme progresar y ser feliz.

A cada uno de los integrantes de mi familia, porque son la base de toda mi formación, por su ayuda y dedicación y cuyo apoyo ha sido fundamental para alcanzar mis metas y realizarme como persona y profesional.

A mis 4 compañeros de estudio y por encima de esto mis amigos, por vivir esta experiencia a mi lado y por brindarme siempre su incondicional apoyo y amistad. Mi equipo de lucha y compañeros de satisfacciones a quienes extendiendo un fraternal abrazo.

A la empresa ISA y en especial al ingeniero Jhon Albeiro Calderón, por darme la oportunidad de crecer intelectual y personalmente, por aumentar mi nivel de conocimientos y abrirme las puertas de lo que será mi futuro como profesional y como ser humano.

Al Ingeniero Alexander Molina, docente de la Universidad Tecnológica de Pereira, por su disposición, por su tiempo y por brindarme su apoyo, durante la realización de este proyecto

A los profesores del programa de Ingeniería Eléctrica por su contribución en el enriquecimiento de mis conocimientos.

A la Universidad Tecnológica de Pereira por ser el espacio donde he crecido tanto personal como profesionalmente.

A todos aquellos que hicieron posible la realización de este proyecto y la culminación de mi sueño de verme convertido en el profesional y persona que soy ahora.



# CONTENIDO

*pág.*

<b>RESUMEN .....</b>	<b>11</b>
<b>CAPÍTULO 1: OPERACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN DE ISA .....</b>	<b>13</b>
<b>1.1 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>13</b>
<b>1.2 SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO .....</b>	<b>14</b>
1.2.1 AGENTES DEDICADOS A LA GENERACIÓN .....	14
1.2.2 AGENTES DEDICADOS A LA DISTRIBUCIÓN .....	15
1.2.3 AGENTES DEDICADOS A LA TRANSMISIÓN .....	17
<b>1.3 ISA.....</b>	<b>19</b>
1.3.1 SISTEMAS DE PROTECCIONES.....	20
1.3.2 REGISTRADORES DE FALLAS.....	23
1.3.3 ANÁLISIS POST-OPERATIVO.....	25
<b>CAPÍTULO 2: REGISTRADORES DE FALLAS Y FORMATO ESTANDARIZADO IEEE COMTRADE .....</b>	<b>28</b>
<b>2.1 IMPORTANCIA DE LOS REGISTRADORES DE FALLA.....</b>	<b>28</b>
<b>2.2 FORMATO COMTRADE .....</b>	<b>31</b>
2.2.1 ARCHIVOS DE CONFIGURACIÓN (.CFG) .....	32
2.2.2 ARCHIVOS DE DATOS (.DAT) .....	34
<b>CAPÍTULO 3: CLASIFICACIÓN DE LOS REGISTROS DE ACUERDO AL TIPO Y CAUSA DE LA FALLA.....</b>	<b>39</b>
<b>3.1 ESTRUCTURACIÓN DE LA INFORMACIÓN .....</b>	<b>41</b>
<b>3.2 EVENTOS NO ALMACENADOS .....</b>	<b>50</b>
3.2.1 ARCHIVOS .EVE .....	51
<b>CAPÍTULO 4: TIPOS DE FALLAS: DESCRIPCIÓN, ANÁLISIS Y CONSTRUCCIÓN DE VECTORES CARACTERÍSTICOS.....</b>	<b>52</b>
<b>4.1 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS .....</b>	<b>52</b>
<b>4.2 FILTRADO ANÁLOGO Y DIGITAL .....</b>	<b>55</b>
<b>4.3 EVENTO PROTOTIPO .....</b>	<b>56</b>
4.3.1 ARCHIVO COMTRADE DEL EVENTO PROTOTIPO .....	57
4.3.1.1 Rangos de falla.....	59
4.3.2 VALIDACIÓN DE RESULTADOS.....	64
4.3.3 VECTOR CARACTERÍSTICO DEL ARCHIVO PROTOTIPO.....	66
<b>4.4 PRE-PROCESAMIENTO DE LOS REGISTROS DE OSCILOPERTURBOGRAFÍA .....</b>	<b>69</b>
4.4.1 ACCESO A LA BASE DE DATOS .....	69
4.4.2 ALGORITMO DE DETECCIÓN DE FALLA .....	73
<b>4.5 CONDICIONES PARA PROCESAMIENTO DE DATOS.....</b>	<b>78</b>
4.5.1 CONDICIÓN DE TIEMPO DE DURACIÓN DE LA FALLA DETECTADA.....	78
4.5.2 CONDICIÓN DE LA FALLA INICIAL.....	80
4.5.3 CONDICIÓN DE POLO ABIERTO.....	81
4.5.4 RESTRICCIÓN DE LA INFORMACIÓN PROCESADA .....	82
4.5.4.1 Direccionalidad de la falla .....	85
4.5.4.2 Campo de bahía de línea en el archivo de configuración.....	89
4.5.4.3 Campos faltantes del archivo de configuración.....	91
<b>4.6 CONSTRUCCIÓN DEL VECTOR CARACTERÍSTICO .....</b>	<b>94</b>
4.6.1 CAMPOS DEL VECTOR CARACTERÍSTICO.....	95
4.6.1.1 Subestructura Subestacion .....	96
4.6.1.2 Subestructura bahia.....	96



4.6.1.3	Subestructura falla.....	97
4.6.1.4	Subestructura fase.....	98
<b>CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN ALMACENADA .....</b>		<b>101</b>
<b>5.1</b>	<b><i>ANÁLISIS POR CAUSA DE LA FALLA .....</i></b>	<b>101</b>
<b>CAPÍTULO 6: APORTES.....</b>		<b>122</b>
<b>CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES .....</b>		<b>126</b>
<b>7.1</b>	<b><i>CONCLUSIONES .....</i></b>	<b>126</b>
<b>7.2</b>	<b><i>OBSERVACIONES .....</i></b>	<b>129</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>		<b>131</b>



# ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Agentes dedicados a la distribución en Colombia.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 2. Agentes dedicados a la transmisión en Colombia.....</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 3. Características eléctricas extraídas de un registro de osciloperturbografía .....</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 4. Vectores de salida del módulo de detección de falla.....</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 5. Etiquetas descartadas para el procesamiento de datos.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 6. Causas de las fallas y el número total de casos asignados a cada una.....</i>	<i>102</i>
<i>Tabla 7. Nombre asignado a cada fase fallada en el análisis estadístico.....</i>	<i>103</i>
<i>Tabla 8. Causa de las fallas realizando el agrupamiento de las menos significativas .</i>	<i>107</i>
<i>Tabla 9. Causas agrupadas en la categoría de Otros. ....</i>	<i>107</i>
<i>Tabla 10. Número de casos dependiendo de la fase fallada en cada causa de falla .....</i>	<i>111</i>
<i>Tabla 11. Agrupamiento de las fases falladas de acuerdo a la causa .....</i>	<i>113</i>
<i>Tabla 12. Agrupamiento de acuerdo a la fase fallada .....</i>	<i>113</i>
<i>Tabla 13. Resultado obtenidos para las fallas monofásicas de todas las causas de falla. La primera fila de cada falla corresponde a la media, mientras que la segunda corresponde a la desviación estándar.....</i>	<i>115</i>
<i>Tabla 14. Medidas estadísticas de las causas de las fallas distribuidas por fase para cada tipo de falla presentada.....</i>	<i>120</i>
<i>Tabla 15. Resultado de un análisis estadístico para los diferentes tipos de falla .....</i>	<i>124</i>





# ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Esquema General de un SEP.....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 2. Distribución territorial de los tres principales transportadores del STN.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 3. Formas en que se puede presentar una perturbación en un SEP.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 4. Estados típicos que se presentan en un registro osciloperturbográfico durante una falla.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 5. Registrador de Fallas.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 6. Osciloperturbografía generado por un DFR en el software Indactic-WinEVE ..</i>	<i>31</i>
<i>Figura 7. Estructura de un archivo de configuración (.cfg).....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 8. Estructura de un archivo de datos (.dat) en formato ASCII.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 9. Tabla de datos con el tipo y causa de falla de todos los eventos registrados en SIGO para los años 2001 a 2006 .....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 10. Tipos y Causas de Fallas encontrados en SIGO .....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 11. Diagrama de flujo para ilustrar el proceso de creación de la nueva base de datos estructurada .....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 12. Estructura de la nueva base de datos creada .....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 13. Comportamiento de los filtros análogos analizados para el procesamiento de señales.....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 14. Diagrama de flujo para el algoritmo para obtener señales características de los COMTRADE.....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 15. Señales del registro prototipo en el software Indactic-WinEVE .....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 16. Rango de falla del registro prototipo, diferenciando el primer ciclo de falla (área gris) y el rango donde aplica el algoritmo de extracción de características (área azul).....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 17. Modelo del algoritmo utilizado para extraer características del registro prototipo.....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 18. Visualización del documento donde se realizó la validación de resultados ...</i>	<i>65</i>
<i>Figura 19. Resultados obtenidos de la extracción de características eléctricas .....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 20. Diagrama de flujo para acceder la base de datos estructurada desde Matlab .....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 21. Diagrama de flujo asociado al modulo de detección de falla .....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 22. Diagrama de flujo para la condición de duración de la falla detectada.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 23. Diagrama de flujo para la verificar la condición de polo abierto .....</i>	<i>83</i>



<i>Figura 24. Direccionalidad de las protecciones asociadas a las líneas de transmisión ...</i>	<i>85</i>
<i>Figura 25. Rango establecido para determinar fallas hacia adelante.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 26. Diagrama de flujo para ilustrar el algoritmo de direccionalidad de la falla ...</i>	<i>89</i>
<i>Figura 27. Diagrama de flujo para ilustrar las condiciones necesarias para el procesamiento de un registro de osciloperturbografía.....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 28. Campos de la variable donde se almacena el vector característico .....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 29. Visualización final de la información asociada a un evento del vector característico creado.....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 30. Documento de Excel en la que se asocian todos los eventos de un tipo de falla específico, en este caso alta vegetación. Se ilustra en la figura las fallas de la fase A a tierra (Falla1).....</i>	<i>103</i>
<i>Figura 31. Documento de Excel con las causas agrupadas en diferentes hojas. Se ilustra la correspondiente a Alta Vegetación.....</i>	<i>105</i>
<i>Figura 32. Diagrama circular que representa la distribución de la causa de las fallas. ....</i>	<i>106</i>
<i>Figura 33. Diagrama circular de las causas de las fallas una vez fueron agrupadas ....</i>	<i>108</i>
<i>Figura 34. Documento de Excel una donde se calculan la medidas estadísticas de media y desviación estándar .....</i>	<i>112</i>
<i>Figura 35. Cálculo de las medidas de media y desviación estándar para las causas de falla una vez han sido ordenadas por grupos de fase fallada. ....</i>	<i>114</i>
<i>Figura 36. Cálculo de la media y desviación estándar para las causas de falla agrupadas en fallas por fase sin importar la fase fallada.....</i>	<i>116</i>
<i>Figura 37. Cálculo de las medidas de media y desviación estándar una vez eliminados los ángulos individuales y adicionando la diferencia angular entre la tensión y la corriente .....</i>	<i>117</i>
<i>Figura 38. Características eléctricas extraídas a un registro de fallas almacenado en formato COMTRADE.....</i>	<i>122</i>



## **RESUMEN**

Las entidades asociadas al negocio de la energía eléctrica en cualquier parte del mundo deben trabajar bajo direccionamientos que apunten a un mejoramiento continuo, mediante el empleo de los medios y la tecnología que tienen a su alcance. Una forma de implementar estas tecnologías comprende la explotación de la información que hace parte de las bases de datos, la información adquirida diariamente y los historiales que posee cada compañía, con el fin de convertirlas en herramientas útiles y de valor agregado para las metas de las distintas organizaciones.

Las empresas dedicadas al negocio de la transmisión de energía no son ajenas a estos procesos de mejoramiento, innovación y actualizaciones tecnológicas, como es el caso de Interconexión Eléctrica S.A. ESP – ISA – quien es el mayor transportador de energía eléctrica del Sistema de transmisión nacional colombiano.

En busca de encontrar las mejores prácticas para realizar la operación del sistema eléctrico de potencia, así como los análisis en tiempo real y post-operativos, ISA adopta e implementa las herramientas más sobresalientes que apunten a este objetivo.

En el presente trabajo, se realiza un análisis a la información presente en los registros de osciloperturbografía de los años 2001 a 2006 asociados a las líneas de transmisión de ISA, mediante el cuál se obtiene al terminar el desarrollo del proyecto, un vector característico de los diferentes tipos de fallas a los que están sometidos las líneas de transmisión de ISA.

Se implementa a través del desarrollo de este proyecto una metodología que implica la creación de una base de datos fundamentada en información estructurada, partiendo del registro histórico que se tiene de los diferentes



eventos ocurridos desde el año 2001 hasta el año 2006. Para esta nueva base de datos, se realiza una clasificación de los registros de acuerdo al tipo y causa de la falla, con base en los análisis y diagnósticos hechos por los diferentes analistas expertos de ISA.

Para la creación del vector característico se toman en cuenta los parámetros eléctricos más significativos según concepto de los expertos. La metodología implementada para la extracción de las diferentes características eléctricas comprende desde el estudio de diferentes algoritmos y programas de Matlab en un archivo prototipo, hasta la implementación automática en una base de datos que posee más de 9000 eventos, de los cuales no todos son procesados debido a las restricciones que se deben tener en cuenta para el estudio y la formación del vector característico final.

Finalmente la información almacenada en el vector característico final, es analizada con técnicas estadísticas básicas, como la media y la desviación estándar, para encontrar los mejores patrones de agrupamiento y correlación que permitan la caracterización de los diferentes tipos de falla asociados a las líneas de transmisión.

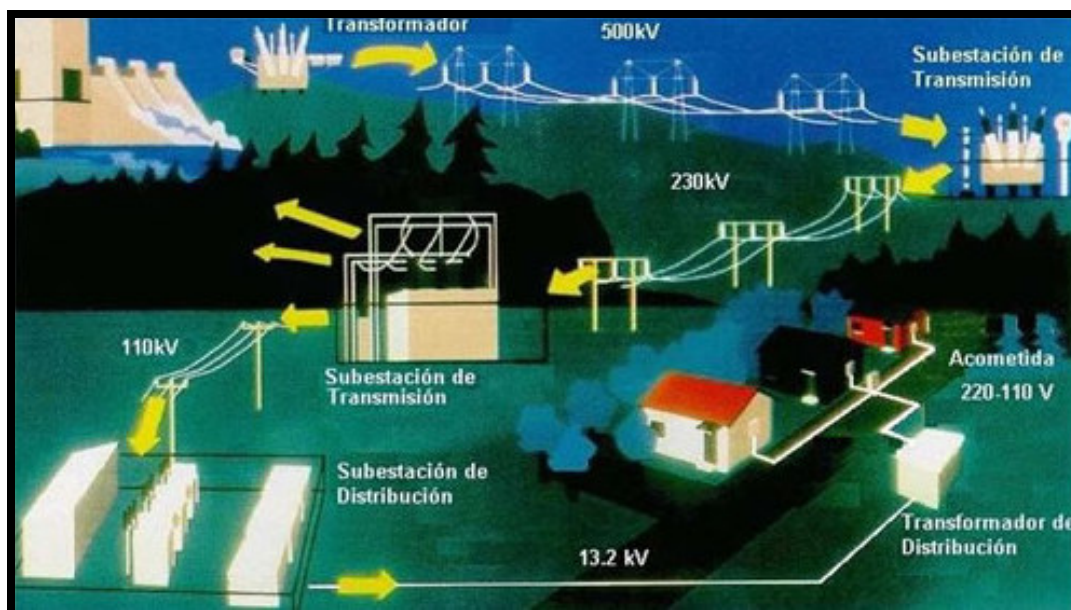


# CAPITULO 1

## OPERACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN DE ISA

### 1.1 INTRODUCCIÓN

En cualquier lugar del mundo, un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) que funcione adecuadamente bajo condiciones normales de operación, debe tener asociado un conjunto de actividades que siempre van de la mano con los diferentes servicios que involucran el negocio de la energía eléctrica y que comprenden etapas que van desde la generación de la energía, su comercialización, pasando por procesos de transmisión y sub-transmisión hasta finalmente llegar a la etapa de distribución, la que debe realizarse apropiadamente de acuerdo a los niveles de tensión requeridos por el usuario final.



**Figura 1.** Esquema General de un SEP

Debido a lo mencionado anteriormente, deben existir entidades u organismos que, debido a su naturaleza, tienen el deber tanto de ejercer la administración y el control sobre las diferentes actividades mencionadas, como de garantizar



que la operación integrada del SEP se realice de forma segura, confiable y económica. De esta manera se puede obtener en el usuario final, entrega de la energía generada en el proceso inicial, una vez esta ha pasado a través de las diferentes etapas mencionadas, asegurando de esta manera que la energía eléctrica entregada a estos consumidores finales presente elevados índices de calidad y servicio de acuerdo con las normas y estándares establecidos.

Cabe mencionar, que todas las entidades dedicadas a la prestación de los servicios relacionados con el negocio de la electricidad, deben estar reguladas bajo las normas y leyes que determinan el uso, servicio y comercialización de la energía eléctrica en cada país.

## **1.2 SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO**

El marco regulatorio del sector eléctrico, clasifica las actividades que desarrollan los agentes para la prestación del servicio de electricidad, en cuatro: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica.

### **1.2.1 AGENTES DEDICADOS A LA GENERACIÓN**

En Colombia existen aproximadamente 13,4 GW de capacidad instalada destinada a la generación de energía eléctrica, la cual se realiza principalmente a través de centrales hidroeléctricas y térmicas, de las cuales las hidroeléctricas con aproximadamente el 81% de la producción son las que se llevan el mayor porcentaje de la generación total del país debido a la gran riqueza de recursos hídricos que presenta la nación. Las plantas térmicas por su parte cuentan con aproximadamente un 19% de la generación total.

Existen en el país un gran número de entidades dedicadas al servicio de la comercialización y generación de la energía eléctrica, estando conectadas la



gran mayoría al Sistema Interconectado Nacional (SIN)<sup>1</sup>. Estos agentes, dependiendo de su capacidad instalada, se clasifican como: Generadores, Plantas Menores, Autogeneradores y Cogeneradores. [4].

Entre las principales empresas generadoras en Colombia se encuentran: ISAGEN, Betania, Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá Ltda. (CHIDRAL), Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA), Empresas Públicas de Medellín (EPPM), Empresa de Energía Eléctrica del Pacífico. S.A. (EPSA), Proeléctrica, Tasajero, Termoemcali, Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), Chivor, Empresa de Energía de Boyacá S.A. (EBSA), Emgesa S.A., Electrificadora de Santander S.A. (ESSA), Merieléctrica, Termocartagena, Termobarranquilla S.A. (TEBSA), Termoflores.

### **1.2.2 AGENTES DEDICADOS A LA DISTRIBUCIÓN**

La distribución de energía eléctrica Colombiana se hace de manera regional a través de los Sistemas de Transmisión Regionales (STR), y de manera local a través de los Sistemas de Distribución Local (SDL), con redes, subestaciones y equipos asociados que operan usualmente a niveles de tensión inferiores a 220kV.

Existen en Colombia un gran número de empresas dedicadas a este mercado de la distribución. Algunas de las principales en el territorio Colombiano son:

---

<sup>1</sup> Sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, conforme a lo definido en la Ley 143 de 1994.



CODENSA	Electrificadora De Santander S.A. (ESSA)
Empresas Públicas De Medellín (EEPPM)	Electrificadora de la Costa Atlántica S.A. E.S.P. (Electrocosta)
Empresa de Energía de Boyacá S.A. (EBSA)	Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC)
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.
Electrificadora del Caquetá S.A.	Empresas Municipales de Cartago S.A.
Empresa de Energía Eléctrica del Pacífico. S.A. (EPSA)	Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC)
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. (Electricaribe)	Empresas Municipales de Cali S.A. E.S.P. (Emcali)
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. (CENS)	Centrales Eléctricas del Cauca S.A. (CEDELCA)
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.
Compañía de Electricidad de Tulúa S.A. (CETSA).	

**Tabla 1.** Agentes dedicados a la distribución en Colombia

Muchas de estas empresas realizan actividades de generación, transmisión y distribución paralelamente, pues eran empresas conformadas verticalmente cuando entró en rigor la ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica [2]), que les permitió a este tipo de entidades continuar con la prestación simultánea de los tres servicios asociados a la energía eléctrica, siempre que se cumplieran ciertas condiciones relacionadas con los porcentajes asociados a cada actividad.





### 1.2.3 AGENTES DEDICADOS A LA TRANSMISIÓN

En la gran mayoría del territorio Colombiano la transmisión de la energía eléctrica se hace a través del Sistema de Transmisión Nacional (STN)<sup>2</sup> que interconecta la gran mayoría de los departamentos del país a excepción de algunos rincones, los cuales son conocidos como zonas no interconectadas (apenas superior al 1% de la demanda energética total del país) donde la energía eléctrica es generada y consumida locamente por la imposibilidad y/o inviabilidad de llevar estas zonas a formar parte del Sistema Interconectado Nacional.

El STN está compuesto por redes que operan a tensiones de 220kV y 500kV, su operación se encuentra en manos de 11 diferentes empresas de las cuales Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P (ISA) sobresale como el mayor transportador de energía eléctrica del país. ISA es propietaria de cerca del 75% de los activos de la red y de 9,254 km de circuitos de transmisión de alta tensión.

Los transportadores restantes, en orden de importancia de acuerdo con el porcentaje de propiedad de activos que poseen, son:

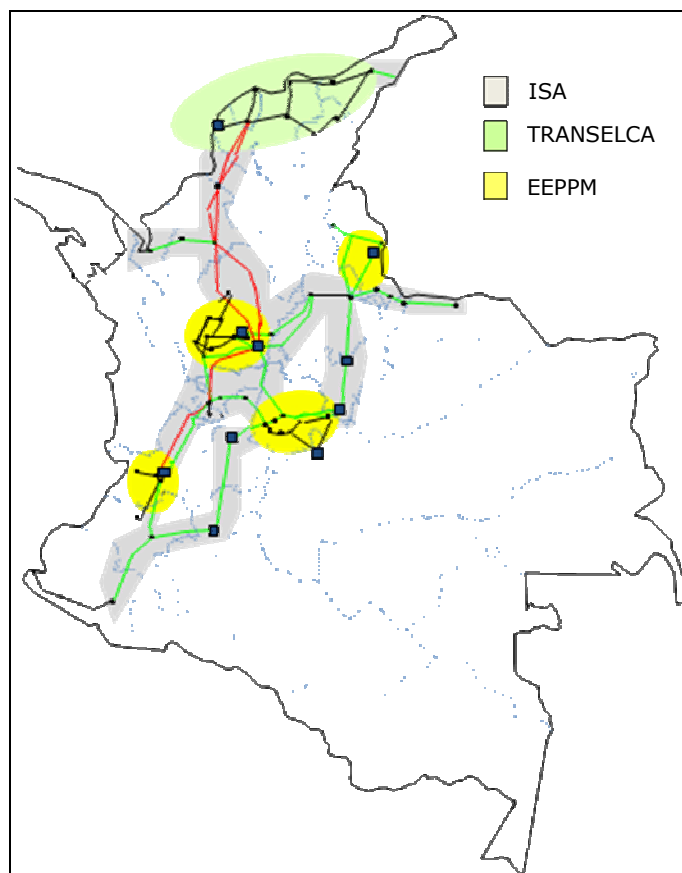
Transelca	Empresas Públicas de Medellín (EEPPM)
Empresa de Energía de Bogotá (EEB)	Empresa de Energía del Pacífico (EPSA)
Electrificadora de Santander (ESSA)	Distasa
Corelca	Central Hidroeléctrica de Betania (CHB)
Centrales Eléctricas de Norte de Santander (CENS)	Electrificadora de Boyacá (EBSA).

**Tabla 2.** Agentes dedicados a la transmisión en Colombia

<sup>2</sup> Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.



Esta información es tomada de [4]



**Figura 2.** Distribución territorial de los tres principales transportadores del STN

Se menciona el tema de la transmisión de energía eléctrica en Colombia en último lugar, pues es este servicio el pilar sobre el cual el grupo empresarial ISA construyó sus bases, soporta sus procesos y concentra la mayoría de sus esfuerzos, además y como ya se mencionó, posee el control sobre más de la mitad del negocio de la transmisión en Colombia.

La importancia de ISA para este trabajo radica en que es esta empresa la dueña de las líneas de transmisión a las cuales corresponden los registros de osciloperturbografía utilizados para el desarrollo de este proyecto. De igual manera la información, materiales y otros recursos utilizados, son propiedad de este agente transportador. Por tal razón se expone una idea general del



negocio de la energía eléctrica en Colombia y el lugar que ocupa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P dentro del mismo.

### **1.3 ISA**

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P (ISA) como agente comercializador y transportador de energía eléctrica debe procurar que los servicios administrados se presten en excelentes condiciones tanto de calidad como de seguridad, por lo cual es necesario que la operación de la red que se encuentra bajo su responsabilidad apunte a un objetivo fundamental: obtener un margen de error nulo para cualquier proceso operativo llevado a cabo en su red. En este propósito juegan un papel vital la planeación, la ejecución y el análisis de las maniobras y procedimientos realizados.

Adicionalmente a esto, todos los activos, líneas de transmisión, equipos vinculados a la operación de la red tales como equipos en patio de subestaciones, equipos y salas de control, entre otros, deben encontrarse en un estado de funcionamiento óptimo que disminuya en todo momento el riesgo de una falla y propenda por facilitar la operación adecuada del SIN.

Teniendo la idea anterior como propósito, se toman ciertas medidas de acción y prevención sobre todos los bienes relacionados con el sistema, en donde sobresalen algunas como: monitoria permanente del Sistema Eléctrico de Potencia de manera local y remota, mantenimientos preventivos y correctivos a los diferentes activos del sistema que así lo requieran, estrategias asociadas a la protección de equipos y personas, procedimientos estándares establecidos para las maniobras ligadas a la operación de la red y el STN, estricto seguimiento al cumplimiento de las regulaciones y leyes que enmarcan la calidad del servicio de la energía eléctrica, desarrollo y explotación del potencial encontrado en el conocimiento y talento humano del personal mediante capacitaciones, especializaciones y aspectos relacionados, total control y manejo de los diferentes procesos operativos y de mantenimiento que involucran al SEP, entre otras.



Sin embargo y aún tomando todas las medidas preventivas mencionadas, ISA al igual que cualquier otra empresa vinculada al servicio de transmisión de la energía eléctrica, presta un servicio que está sometido a elevados y variados niveles de riesgos, pues siempre estará condicionado y expuesto a miles de condiciones externas e internas que pueden llevar en cualquier momento a una anomalía que cause una alteración, bien sea leve o severa, al funcionamiento normal de la red.

Ante lo expuesto anteriormente, se hace necesario contar siempre con planes de acción y reacción establecidos que permitan responder adecuadamente en el momento en que una falla irrumpa en el sistema; planes que deben tener como objetivo fundamental despejar la perturbación y restablecer el servicio en el menor tiempo posible, bien sea aclarando la anomalía existente o al aislar el área que presenta el problema para darle solución posteriormente.

### **1.3.1 SISTEMAS DE PROTECCIONES**

De acuerdo con los planteamientos hechos por Slavko Vasilic en [12], se puede establecer que las líneas de transmisión unen las fuentes y las cargas de un sistema, y permiten la transmisión de la energía. La pérdida de una o más líneas de transmisión es generalmente crítico para la capacidad de potencia transferida, la estabilidad del sistema y el sostenimiento del voltaje y la frecuencia requeridos por el sistema. La afirmación anterior hace énfasis en la importancia de las líneas de transmisión dentro de un SEP y por lo tanto hace obvia la necesidad de evitar al máximo que este tipo de circunstancias se presenten y a la vez de estar preparados para cuando estos acontecimientos sean inevitables, lo cual se logra mediante la adecuación e implementación en la red de un sistema de protecciones.

Todo sistema de potencia tiene asociado a él un sistema de protecciones que está encargado de proporcionar tanto seguridad como confiabilidad al SEP,



además debe garantizar la detección de cualquier tipo de circunstancia anormal que afecte al sistema y determinar si esta debe ser catalogada o descartada como falla de acuerdo a las características específicas que rigen la red eléctrica que está siendo operada. Cuando una condición de estas es clasificada como falla, las protecciones deben cumplir la función de sacar de operación y aislar él o los elementos asociados a dicha perturbación, es decir el elemento propio y aquellos que de cualquier manera representen un camino de aporte a la falla; además las protecciones asociadas no deben permitir que los elementos fallados sean puestos en servicio mientras persista la anomalía.

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, toda empresa relacionada con operación del sistema, como es el caso de ISA, debe poseer un esquema de protecciones configurado de acuerdo a las necesidades y los eventos provistos por esta entidad mediante diferentes estudios y análisis previos. Esos esquemas de protecciones deben ser evaluados y aprobados por el CND<sup>3</sup> con el fin de que este organismo coordine la operación conjunta de todo el sistema interconectado de acuerdo a los diferentes sistemas de protecciones que puedan existir. Sin embargo, cabe anotar que todos los esquemas deben seguir una tendencia general asociada al área, equipos o instalaciones que se deseen proteger.

Así, de acuerdo a la configuración adoptada por ISA para el sistema de protecciones que actúan sobre el sistema, cuando se presenta una falla en alguna de sus líneas de transmisión, entran en operación los diferentes equipos de interrupción asociados: relés que actúan de acuerdo al tipo de anomalía presentado y disyuntores o interruptores accionados por los relés correspondientes que aíslan o sacan de servicio los tramos fallados con el fin de despejar la perturbación en el menor tiempo posible. Generalmente, los tiempos desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia, no debe ser mayor de 80ms en sistemas de 500kV ni de 100ms en los de 230kV.

---

<sup>3</sup> Centro Nacional de Despacho: Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional.



Cuando se realiza la coordinación y se establecen los esquemas para el sistema de protecciones que va a ser utilizado en la red, se deben tener en cuenta como mínimo cuatro criterios básicos:

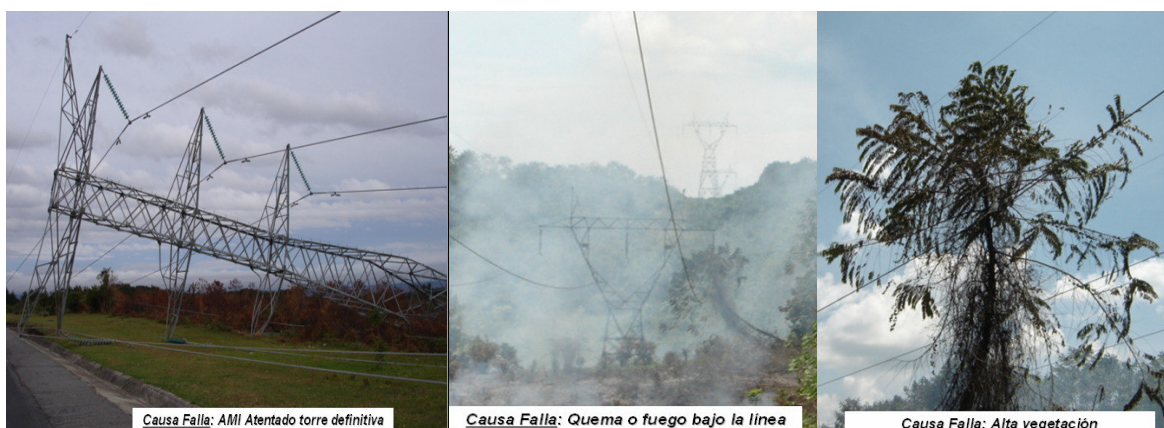
1. *Alta Confiabilidad*: No omitir disparos, es decir no permitir que una falla pueda NO ser detectada por el sistema de protecciones.
2. *Alta seguridad*: No realizar disparos indeseados o erróneos, es decir no permitir que se confunda una condición normal de operación característica del sistema con una falla del mismo.
3. *Selectividad*: Desconectar solo lo fallado, es decir aislar el tramo en el que se presentó la falla y cortar cualquier camino que alimente esta, sin sacar de servicio más de los activos necesarios.
4. *Rapidez*: Se relaciona con el tiempo que toman las protecciones para actuar y despejar la falla.

Aunque lo anterior es una explicación muy somera del funcionamiento de un esquema de protecciones, pues se debe tener en cuenta que debe existir una interacción y una coordinación entre todos los relés que entren en el área de falla, así como acciones de bloqueo, señalización, teleprotecciones, disparos transferidos, entre otros.

En el correcto desempeño de los esquemas de protección juega un papel fundamental el tiempo que tarden éstos en actuar, pues el daño causado por una falla es proporcional al tiempo que esta permanezca en el sistema [12], por lo tanto una adecuada respuesta de las protecciones permitirá a la larga restablecer el sistema a su estado de operación normal de la manera más eficaz y rápida posible, garantizando así el cumplimiento de los índices de calidad y servicio establecidos para la transmisión y operación de la energía eléctrica.

### 1.3.2 REGISTRADORES DE FALLAS

Las fallas que se presentan en los sistemas de potencia pueden ser de muchos tipos: cortocircuitos monofásicos, bifásicos o trifásicos, aislados ó a tierra, entre otros. De igual manera estas perturbaciones pueden presentarse de varias formas: Descargas atmosféricas, quema o fuego bajo la línea, Actos Mal Intencionados (AMI), alta vegetación, entre otros. Algunos de estos tipos se ilustran en la Figura 3



**Figura 3.** Formas en que se puede presentar una perturbación en un SEP

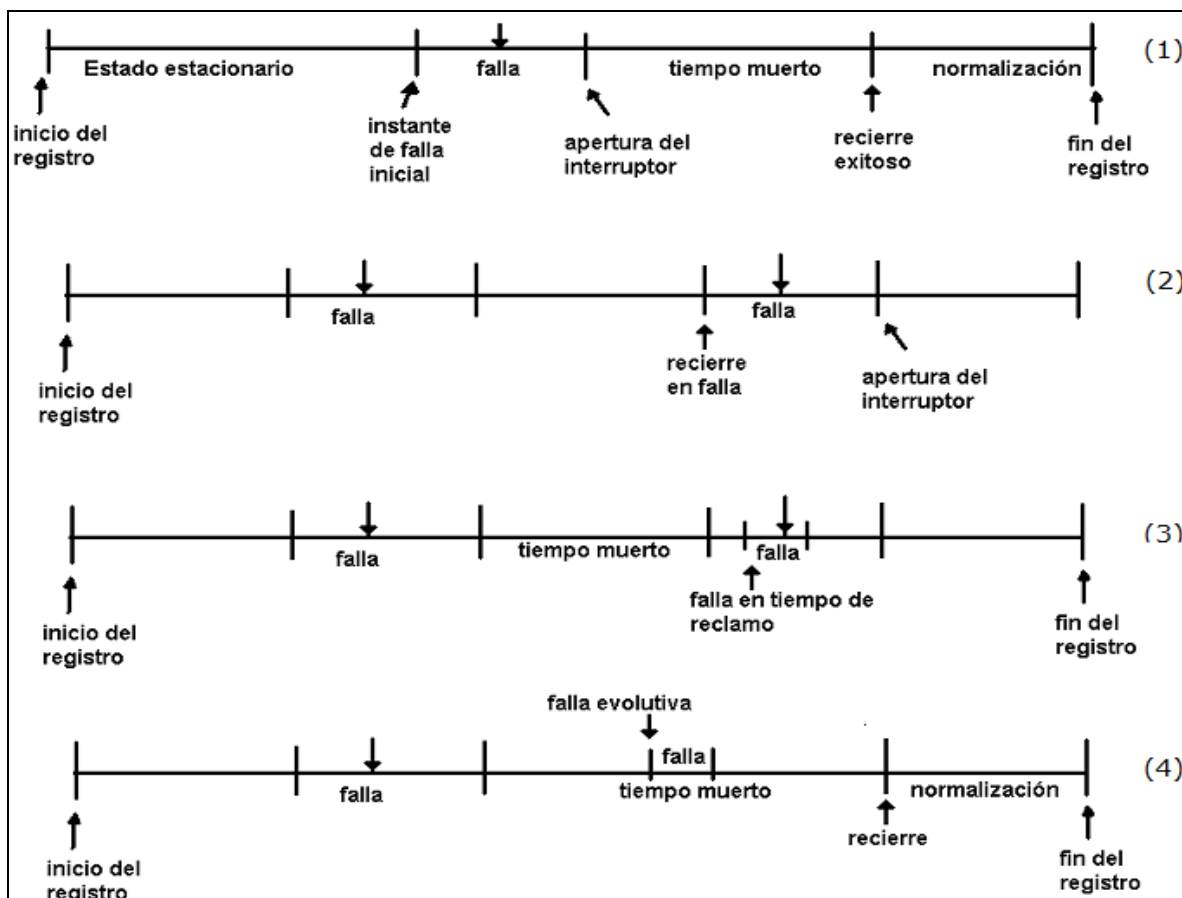
Para los centros de análisis encargados del estudio de las perturbaciones de la red, es de vital importancia llevar un registro que muestre segundo a segundo que está pasando en el sistema y archivar esta información para estudios posteriores, especialmente cuando ocurre una perturbación. Por lo tanto es un punto crítico para el sistema de protecciones y especialmente para los análisis post-operativos de fallas, que los equipos utilizados posean la capacidad suficiente de detectar el instante en que se presenta una falla y que los registradores de falla asociados, guarden las lecturas correspondientes a estas anomalías.

Un registrador de fallas no es un equipo de protección. Como su nombre lo indica los registradores están encargados de almacenar los datos de tensiones y corrientes una vez se ha detectado una perturbación en el sistema, con el propósito de contar con esta herramienta para el análisis posterior a la falla, el



cual debe apuntar a la identificación de la causa de la anomalía y las razones por las que ésta se presentó.

Existen diferentes tipos de posibilidades de estados que deben ser consideradas al momento de analizar una falla y su correspondiente registro, esto se ilustra en la siguiente figura:



**Figura 4.** Estados típicos que se presentan en un registro osciloperturbográfico durante una falla

En cualquiera de los estados ilustrados en la figura 1 el proceso para el registro de la falla es similar, inicialmente los registradores se encuentran recibiendo y grabando las señales asociadas, existe un momento en el cual se ocurre una falla y es en este instante donde los relés deben detectar esta situación y mandar una señal de disparo a los disyuntores. Posteriormente y en el tiempo de operación establecido se abre el interruptor para despejar la falla, a partir





de ese momento se empieza a contabilizar un tiempo (generalmente del orden de los milisegundos) para realizar un recierre, es decir volver a cerrar el interruptor y comprobar si la falla fue aclarada. A este lapso de tiempo se le conoce como *tiempo muerto*; si la anomalía fue despejada se deja cerrado el interruptor definitivamente y se normaliza el sistema (Caso 1).

Si la falla aun no ha sido despejada al momento de realizar el recierre, el interruptor es abierto nuevamente y se realiza una apertura definitiva pues la anomalía aun persiste en el sistema (Caso 2).

Existe otro caso que se puede presentar y es en el que una vez transcurrido el tiempo muerto se realiza el recierre y no se encuentra falla, por lo cual el interruptor se deja cerrado, en este instante empieza a contar un nuevo tiempo, conocido como *tiempo de reclamo* que igualmente es del orden de milisegundos, en el cual se da una espera a ver si el recierre fue realmente exitoso, sin embargo si se presenta una falla en este periodo de tiempo, el interruptor abre definitivamente y saca de servicio el tramo fallado, este tipo de falla se conoce como falla en tiempo de reclamo (Caso 3).

Por último se considera el caso en donde durante el tiempo muerto ocurre nuevamente una falla, conocida como falla evolutiva. Sin embargo como el interruptor está abierto no existen consecuencias directas sobre el área fallada y por lo tanto si al momento de finalizar el tiempo muerto y realizar el recierre esta nueva falla también se despejó, el recierre se considera exitoso y se normaliza el servicio (Caso 4). En caso contrario donde la falla evolutiva no se despeja, se tendría las mismas características que las del Caso 2 y se abriría el interruptor de manera definitiva.

### **1.3.3 ANÁLISIS POST-OPERATIVO**

La metodología para analizar perturbaciones consiste en dos estados operativos: primero la identificación rápida de la falla y la normalización del sistema afectado y segundo el análisis detallado del evento y los pormenores



del mismo. En el primer estado, como ya se mencionó, el objetivo primordial una vez se detecta la ocurrencia de una falla, es despejar la misma o bien aislarla del SEP. Sin embargo hacer este tipo de maniobras operativas conlleva un impacto directo sobre el sistema, pues se pueden presentar cambios incluso topológicos de la red en comparación con la que estaba antes de ocurrir la anomalía. En este orden de ideas, para determinar con exactitud las condiciones que llevaron al sistema a fallar en un momento determinado, las consecuencias transitorias y permanentes que afectaron la red, entre otros, se hace necesario un análisis más exhaustivo y detallado de toda la información obtenida y registrada en el momento que se presentó la anomalía. De esta manera se puede determinar los verdaderos orígenes y los detalles de la perturbación: qué tipo de falla fue, que la ocasionó y que efectos dejó sobre el sistema. Para llevar a cabo este tipo de estudios, los analistas expertos cuentan con diferentes herramientas que monitorean la red en tiempo real tales como el SOE<sup>4</sup>, el SCADA<sup>5</sup>, los DFR<sup>6</sup> [1]. Alternativamente a estas herramientas existen otras tales como relés de protección que también registran datos análogos y digitales, existe también la red de localización de descargas eléctricas, el sistema general de alarmas y anunciadores de las subestaciones, localizadores de fallas disponibles en las líneas de transmisión, entre otras.

De la integración y comparación de las diversas fuentes de información extraídas de las diferentes herramientas mencionadas, es posible plantear varias hipótesis que permitan diagnosticar el origen de la perturbación, de las

---

<sup>4</sup> **Sequence Of Events:** es un sistema integrado de información que reporta con precisión de milisegundos los cambios de estado en los contactos de señalización de los elementos seleccionados previamente y que forman parte del sistema eléctrico de potencia

<sup>5</sup> **Supervisory Control And Data Acquisition:** es una tecnología que permite obtener y procesar información de procesos industriales dispersos o lugares remotos inaccesibles, transmitiéndola a un lugar para supervisión, control y procesamiento

<sup>6</sup> **Digital Fault Records:** Registradores de falla digitales, son equipos que están diseñados para registrar y almacenar datos de los valores de tensión y corriente conectados a sus terminales, a una frecuencia determinada y dentro de sus rangos de operación



cuales se debe unificar una sola teoría que de explicación a las condiciones presentadas en el sistema de potencia al momento de la falla.

En lo que a este trabajo concierne, serán los registradores digitales de falla (DFR) y más específicamente el lenguaje de comunicación utilizado por éstos, los registros COMTRADE, la herramienta utilizada para realizar los respectivos análisis, procesos y tratamientos que permitan una mejora en la oportunidad del diagnóstico e identificación de las fallas de las líneas de sistema de transmisión de energía de ISA.



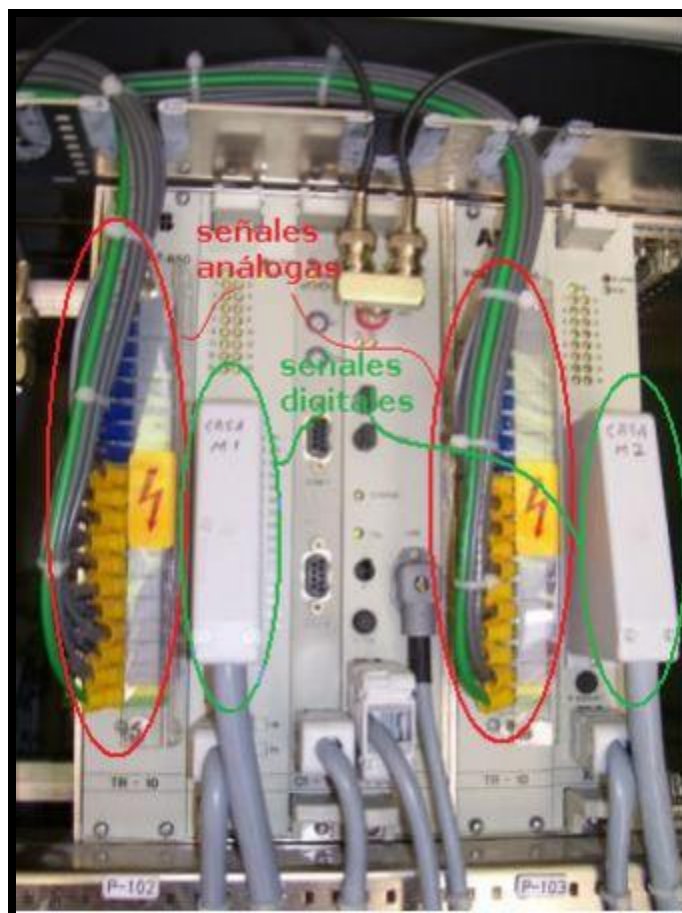
## CAPITULO 2

### REGISTRADORES DE FALLAS Y FORMATO ESTANDARIZADO IEEE COMTRADE

#### 2.1 IMPORTANCIA DE LOS REGISTRADORES DE FALLA

El estudio post-operativo del SEP, es una tarea en la cual ISA enfoca grandes esfuerzos reuniendo a los mejores analistas expertos de operación en todo lo que concierne a eventos y solución de anomalías. Los estudios y resultados obtenidos mediante este proceso constituyen el pilar fundamental para lograr un restablecimiento oportuno del servicio. Para alcanzar este propósito es necesario realizar exhaustivos análisis cuantitativos y cualitativos de la red, antes y después de la falla y así poder encontrar las razones que ocasionaron la perturbación para posteriormente obtener una solución concreta y eficaz que lleve a restablecer la operación normal del sistema en el menor tiempo posible en todas las zonas que se vieron afectados al ocurrir la perturbación.

En el proceso de diagnóstico e identificación de fallas y solución de problemas existen diversas herramientas, como las mencionadas en el capítulo anterior, que apoyan a los analistas para que las hipótesis planteadas sean lo más acertadas posible. Una de estas herramientas la constituyen los registradores digitales de falla o DFR (por sus siglas en inglés **Digital Fault Record**) que a pesar de su nombre, permite obtener un registro de las señales **análogas** de tensión y corriente asociadas a eventos además de las señales digitales establecidas para el registrador, y que corresponden al momento o los momentos de la perturbación.



**Figura 5.** Registrador de Fallas

Los registradores de falla digitales son equipos que están diseñados para registrar y almacenar datos a una frecuencia determinada, de los valores de tensión y corriente conectados a sus terminales y dentro de sus rangos de operación. Con frecuencias de muestreo de más de un 1kHz, estos equipos hacen posible la reproducción de los parámetros de tensión y corriente de las unidades del SEP durante fallas que los afecten, pudiéndose determinar características como su forma de onda y valores instantáneos.

Los canales análogos son los que registran y almacenan los datos de corriente y tensión, mientras que los canales digitales son los que sirven para el monitoreo de los contactos de señalización de equipos de protección, control o interrupción.



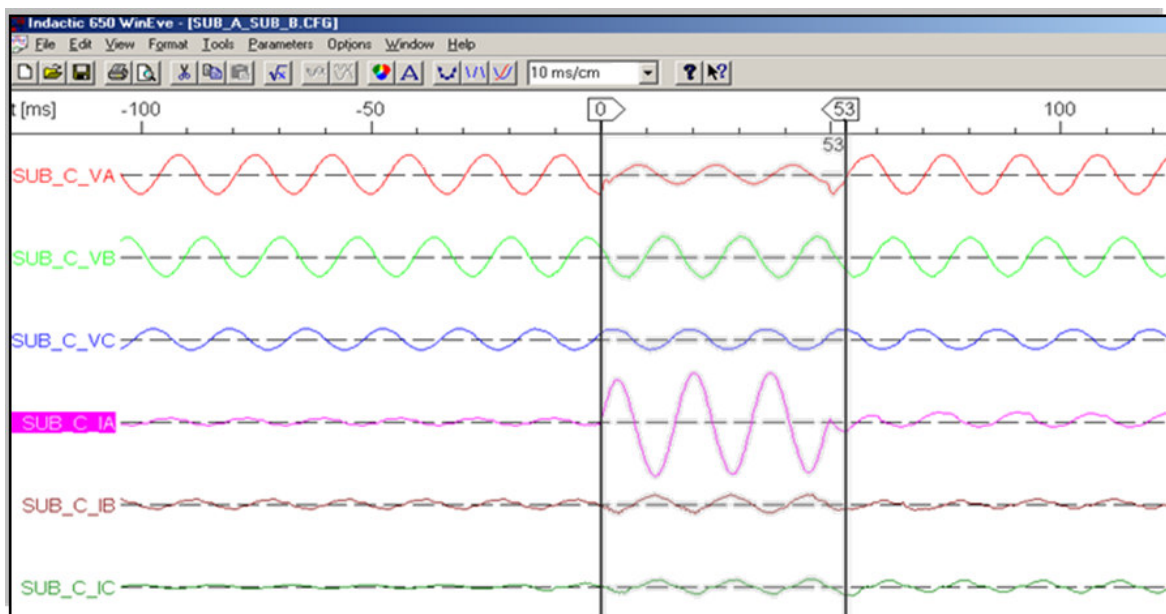
Los DFR son dispositivos que están censando permanentemente las tensiones y corrientes que fueron asociadas a sus entradas, sin embargo no siempre estas señales son almacenadas, pues el registro de la operación normal de la red no posee información útil para los estudios post-operativos y solo contribuye a ocupar la memoria disponible de los DFR.

En el momento en que se presenta una condición **anormal** de la red, que algunas veces puede ser por una falla, el registrador recibe la orden de comenzar a construir un registro. La activación de esta orden se da de acuerdo a los parámetros y umbrales bajo los cuales este configurado el equipo cuando las señales presentan algún tipo de modificación. Así, el rango de tiempo que dura el registro, corresponde al instante donde se presenta la condición anormal y dura hasta que ésta desaparece del sistema. Sin embargo, en los registros de osciloperturbografía puestos a disposición de los expertos, es muy importante conocer como se estaba comportando el sistema antes de que se presentara la condición anormal, es decir, es necesario un estado de pre-anomalía o un estado estacionario antes de la perturbación. Para reconstruir este lapso de tiempo previo a la orden de inicio del registrador y empalmarlo con las lecturas ya registradas, los DFR hacen uso de un buffer de memoria que poseen, el cual va guardando en periodos cortos de tiempo las señales censadas; dentro de esta ventana de tiempo, el DFR va reemplazando siempre las últimas lecturas con las nuevas para de esta manera optimizar el uso de la memoria propia del equipo. Por lo general estos buffer pueden proveer lecturas de 100 a 200 milisegundos aproximadamente. Por la razón expuesta anteriormente, los registros de osciloperturbografía utilizados en el presente trabajo contienen por lo general una parte inicial en la que el comportamiento de las tensiones y corrientes corresponden a un estado normal del sistema.

Toda subestación que este siendo monitoreada, es decir aquellas que pertenezcan al SEP, debe poseer DFR asociados a sus líneas de transmisión. Para el desarrollo de este proyecto, se emplearan los registros de fallas de algunas líneas de transmisión pertenecientes a ISA. Más específicamente, se



utilizaran los archivos planos en los que los registradores almacenan su información utilizando el formato estandarizado de la IEEE denominado **COMTRADE** (Standard **Common** Format for **Transient** **Data** **Exchange** for Power Systems). A continuación se ilustra la osciloperturbografía generada por un DFR.



**Figura 6.** Osciloperturbografía generado por un DFR en el software Indactive-WinEVE

## 2.2 FORMATO COMTRADE

El COMTRADE es un formato estandarizado que utilizan los registradores de falla para almacenar los datos leídos y generar archivos planos que puedan ser fácilmente reconocidos por varios software. A través de los años ISA ha venido manejando este tipo de formato y por tanto posee registros en los dos tipos de formato COMTRADE que actualmente existen. El primero fue normalizado en el año 1991 y el segundo en el año de 1999. Aunque es más completo el formato del año 1999, para efectos del presente trabajo resulta indiferente cuál de los dos formatos es el procesado, pues los campos que son requeridos para la implementación de los algoritmos son comunes a los dos tipos de COMTRADE.

Debido a que el COMTRADE es utilizado por los analistas para los diferentes estudios y análisis del sistema, aprender la forma como está estructurado este



formato de la IEEE, resulta ser un punto clave del proyecto, pues es gracias a los archivos planos generados por éste (archivos tipo *.cfg* y *.dat*) que es posible procesar los registros en un software diferente como es el Matlab, que resulta ser muy diferente a los establecidos comúnmente para el análisis de perturbaciones.

El formato COMTRADE crea principalmente dos tipos de archivos planos que son necesarios para la reconstrucción de los datos registrados, estos son los archivos cuya extensión es *.cfg* y archivos con extensión *.dat*.

### **2.2.1 ARCHIVOS DE CONFIGURACIÓN (.CFG)**

información adicional que permite una clara identificación del registro y lo que hay en él.

Entre la información más relevante que posee este tipo de archivos se encuentra: el número de canales tanto análogos como digitales que posee el registro, el nombre de estos canales, los valores de los factores de transformación (*a* y *b*) producto de una conversión A/D, las etiquetas correspondientes al nombre de la subestación y las etiquetas de las bahías que posea este registro, la frecuencia de muestreo y el número total de muestras.

Para los diferentes programas que se pretenden implementar mediante Matlab, es necesario que se posea claridad respecto a la estructura sobre la cual están diseñados los archivos de configuración, y se conozcan detalladamente las posiciones que ocupan los parámetros a estudiar dentro del archivo de texto plano (fila y columna dentro del *.cfg*). Dichos parámetros hacen referencia a los campos mencionados anteriormente y son ilustrados en la Figura 7. A continuación se ilustra la estructura de un archivo *cfg*:





```
1
PAE-SBE-JUA, 67
2 3 4
25, 9A, 16D
5 6 7 8
1, JUA VA, , , V, 20.412414523, 0.0, 0.0, -32000, 32000
2, JUA VB, , , V, 20.412414523, 0.0, 0.0, -32000, 32000
3, JUA VC, , , V, 20.412414523, 0.0, 0.0, -32000, 32000
4, Reserva3, , , V, 20.412414523, 0.0, 0.0, -32000, 32000
5, JUA IA, , , A, 1.767766953, 0.0, 0.0, -32000, 32000
6, JUA IB, , , A, 1.767766953, 0.0, 0.0, -32000, 32000
7, JUA IC, , , A, 1.767766953, 0.0, 0.0, -32000, 32000
8, JUA In, , , A, 1.767766953, 0.0, 0.0, -32000, 32000
9, Reserva4, , , A, 1.767766953, 0.0, 0.0, -32000, 32000
1, 21Arr FA Jto PL1, 0
2, 21Arr FB Jto PL1, 0
3, 21Arr FC Jto PL1, 0
4, 21 Disp Gen PL1, 0
5, 21Arr FA Jto PL2, 0
6, 21Arr FB Jto PL2, 0
7, 21Arr FC Jto PL2, 0
8, 21 Disp Gen PL2, 0
9, Disp Bloqueo Jto, 0
10, 79 Recierre Jto, 0
11, Pos L210 FA, 0
12, Pos L210 FB, 0
13, Pos L210 FC, 0
14, Osc de Pot Jto, 0
15, 67N Disparo Jto, 0
16, 85 RX Jto, 0
960
1 10 11
2880, 3792
12/18/06, 21:44:33.702100
12/18/06, 21:44:33.805100
ASCII
0
```

**Figura 7.** Estructura de un archivo de configuración (.cfg)

En la Figura 7 se observa la estructura que posee un archivo .cfg al ser abierto en un bloc de notas o cualquier lector de archivos de texto plano. Se señalan a continuación los elementos más relevantes:

1. Subestación de origen del registro
2. Número total de canales
3. Número de canales análogos
4. Número de canales digitales
5. Etiqueta con el nombre asignado al canal del registrador, de esta etiqueta se obtiene la nomenclatura de la bahía de línea hacia dónde va el registro.



6. Unidad de medida asociada a este canal
7. Factor de conversión *a* producto de la conversión A/D
8. Factor de conversión *b* producto de la conversión A/D
9. Frecuencia de la señal (60Hz)
10. Frecuencia de muestreo
11. Número de la última muestra registrada

Los numerales 5 a 8 se repiten para cada una de las señales análogas presentes en el registro COMTRADE.

### 2.2.2 ARCHIVOS DE DATOS (.DAT)

Los *.dat* igualmente son archivos de texto planos que contienen la información o los datos correspondientes a la conversión análoga/digital y que se simbolizan como valores numéricos que son representaciones a escala del evento almacenado por el registrador de fallas en los canales asignados y descritos en el archivo de configuración. Es decir que la información almacenada en un *.dat* es una representación de las magnitudes y datos asociados al evento registrado por el DFR, de donde se puede obtener los valores reales mediante la interacción con el archivo de configuración.

La información asociada a estos archivos es la base para lograr una posterior reconstrucción de las señales almacenadas en el registro mediante cualquier software que permita leer y correlacionar este tipo de archivos. Así, los archivos *.cfg* necesitan de los *.dat* y viceversa para obtener la información contenida tanto en los canales análogos como en los digitales.

Como se mencionó, en la reconstrucción de las señales del registrador son utilizados los parámetros *a* y *b* resultado de la conversión análoga/digital que se encuentran en el *.cfg*. Los programas de análisis de registros de osciloperturbografía que permiten llevar a cabo el proceso de recuperación de señales análogas, se basan fundamentalmente en el siguiente parámetro:

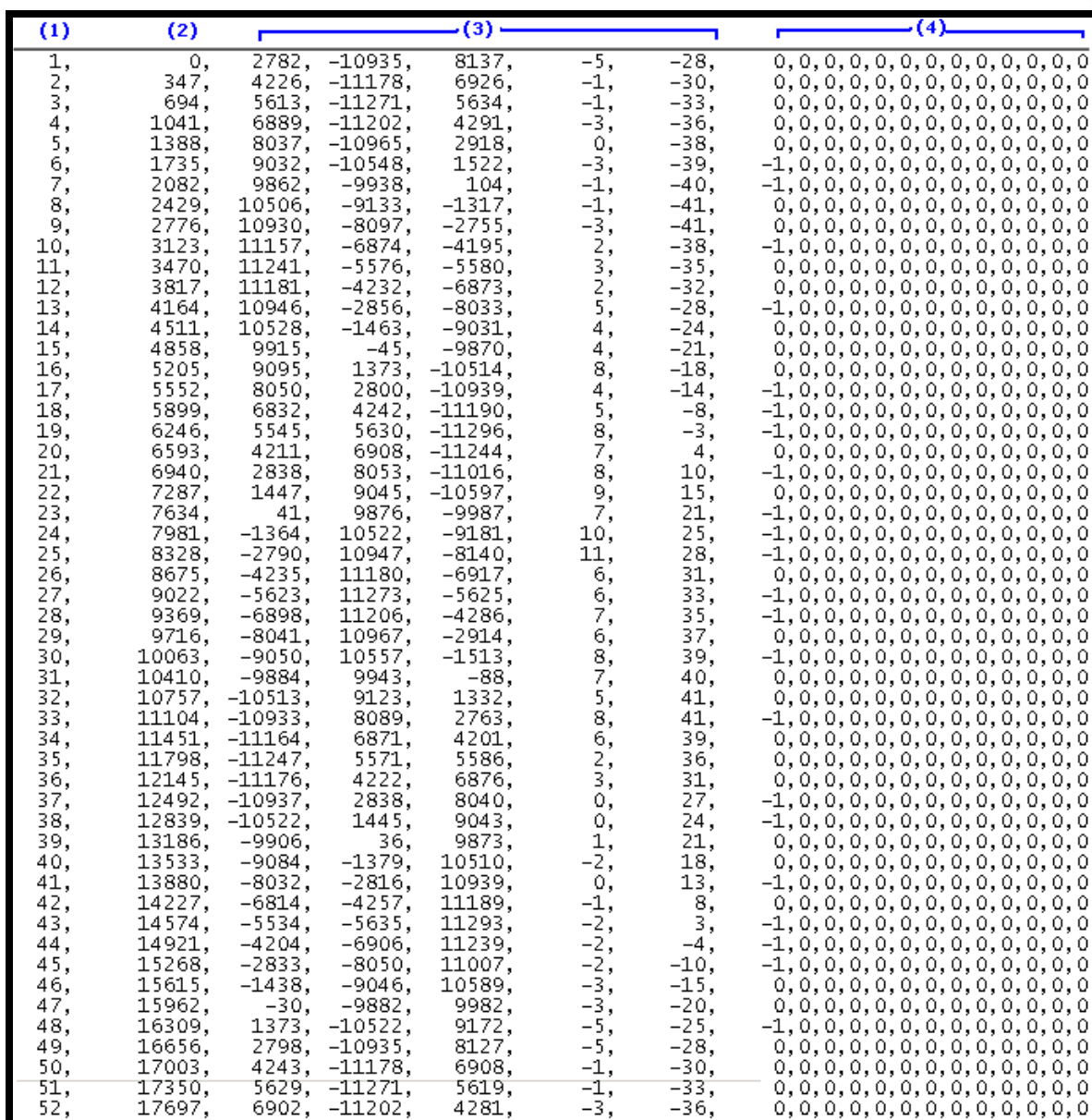
$$\text{Valor instantáneo} = a * X_i + b$$



Donde  $X_i$  corresponde a cada valor asignado dentro del archivo *.dat* para cada muestra de los diferentes canales. De esta manera se crea un conjunto de puntos que puestos en un plano de tiempo contra la magnitud de la señal leída, constituyen la imagen y los valores reales correspondientes a toda la información registrada inicialmente por el DFR.

En el final de cada archivo *.cfg* debe quedar estipulado el tipo de lenguaje en el que está cifrada la información, bien sea en forma binaria o en código ASCII. En la Figura 7 se puede apreciar que al final, en la penúltima línea aparece escrito "ASCII" indicando el tipo de lenguaje en el que fue grabado el COMTRADE. De igual manera el *.dat* debe coincidir con este lenguaje y por lo tanto existen varios tipos de *.dat*. Para el presente trabajo, es necesario que los archivos COMTRADE se encuentren grabados en el formato ASCII.

A continuación se muestra un ejemplo de un *.dat* en el formato ASCII:



En el formato ASCII, la información del .dat se divide en filas y columnas:

36



La distribución de las columnas del *.dat* se ilustra en la figura anterior con los números 1 a 4:

- (1):** Corresponde a la columna que contiene el número de muestra registrado.
- (2):** Esta columna ilustra el tiempo del registro al que corresponde la muestra, donde la primera muestra se considera como el tiempo  $t=0$ . Este tiempo está medido en microsegundos ( $\mu s$ ). Cabe destacar que las variaciones de tiempo entre muestra y muestra corresponden al periodo de muestreo, es decir el inverso de la frecuencia de muestreo ilustrada en el ítem 10 de la Figura 7.
- (3):** Estas columnas corresponden a los valores  $X_i$  mencionados anteriormente para los canales análogos, es decir representan los valores a escala de las señales análogas muestreadas. Cada columna representa un canal diferente, en este caso se trata de cinco canales diferentes y los  $X_i$  asociados a cada canal. Los canales siguen el orden que traen las señales desde el archivo de configuración (.cfg), es decir si está primero las tres tensiones y luego las tres corrientes de una bahía, en el *.dat* las tres primeras columnas corresponden a las tensiones y las tres siguientes a las corrientes.
- (4):** Estas columnas corresponden a los valores asociados los canales digitales. Como se observa solo existen unos y ceros.

Los datos de un canal están separados de los del canal siguiente por medio de una coma (,) indicando que el valor muestreado para el canal termina allí. Este tipo de estructura se llama “formato de delimitación por coma” [6]. Esta forma de separación resulta ser vital para los fines del proyecto, pues permite individualizar la información de cada canal de una manera simple. En la Figura 8 se puede observar cómo los últimos valores de los canales digitales no



poseen comas, indicando que ese es el fin de la muestra correspondiente. Si por alguna razón el número de canales es muy grande y no se puede transcribir en una sola línea, se observará que el último dato de la fila también posee una coma, indicando que los valores correspondientes a esa muestra continúan en la fila siguiente con los canales restantes.

Como se observa en la Figura 8, todos los valores del *.dat* son números enteros. Esto implica que, aunque mínima existe una pérdida de información cuando se crea el archivo COMTRADE. Sin embargo, para los cálculos y los análisis realizados por los analistas expertos, la pérdida de información no resulta significativa, pues las formas de onda y los valores obtenidos a través de los registros osciloperturbográficos de los DFR son lo suficientemente válidos y aproximados al comportamiento real del sistema.

La información descrita anteriormente acerca del formato COMTRADE abarca los detalles necesarios para la interpretación e implementación de los diferentes códigos y algoritmos correspondientes a este proyecto. Si el lector desea ampliar la información acerca de este formato puede consultar la referencia bibliográfica: Standard IEEE COMTRADE [6], donde encontrará más detalles acerca de los formatos, estructura y uso que comprenden un COMTRADE.

Para el desarrollo de este trabajo se contó con los archivos COMTRADE correspondientes a los registros de osciloperturbografía desde el año 2001 hasta el año 2006. Siendo el total de estos archivos un número que está por encima de nueve mil registros de fallas.



## CAPITULO 3

### CLASIFICACIÓN DE LOS REGISTROS DE ACUERDO AL TIPO Y CAUSA DE LA FALLA

A través de los años de operación en los que ISA ha utilizado los registradores de falla digitales como herramienta para el análisis de perturbaciones, los archivos COMTRADE que son generados en cada evento que ocurre, junto con los respectivos reportes, estudios y demás anexos creados por los analistas, son almacenados en los servidores de la red de ISA en carpetas, asignando a éstas el nombre correspondiente al consecutivo del evento generado. Allí está contenida toda la información que ha sido ya utilizada para los análisis de la falla que genera perturbaciones en las señales de tensión o corriente, además de los documentos que contienen las conclusiones y resultados específicos de las anomalías que surgieron de los mismos. Esta información está separada y clasificada dentro del servidor únicamente por el año de ocurrencia de las mismas, es decir que existe una carpeta para cada año y ahí están todos los folders de los eventos ocurridos durante este año y dentro de cada uno de éstos los archivos COMTRADE correspondientes y los respectivos anexos.

Existen un sinnúmero de registros de perturbaciones almacenados en la base de datos de ISA, que constituyen un volumen enorme de datos considerados como información **no estructurada**, es decir los registros son almacenados sin llevar ningún tipo de orden o clasificación, excepto la del año de ocurrencia del evento; se almacenan indiferentemente registros de gran y de poco volumen, no se tiene en cuenta la causa de la falla o las características de los registros, la información que es archivada en estas carpetas sencillamente no cumplen con patrón alguno de asociamiento.

Al momento de presentarse una perturbación en el sistema, los registradores digitales asociados al tramo o tramos fallados deben estar en la total capacidad de proporcionar las señales de tensión y corriente correspondientes a esta



anomalía. Apoyándose fundamentalmente en estos registros osciloperturbográficos, los analistas expertos deben, mediante el manejo adecuado del software especializado y el estudio detallado de las señales involucradas, determinar la causa que dio origen a la perturbación. Muchas veces este proceso de diagnóstico de fallas y planteamiento de soluciones puede resultar complicado hasta para el mejor grupo de analistas debido a la misma naturaleza del evento o a la gran cantidad de información que llega, resultando insuficientes las herramientas existentes en el análisis de perturbaciones para dar una salida acertada a la problemática. Dentro del grupo de expertos analistas surgen hipótesis que no logran estar unificadas entre sí, o soluciones erróneas que terminan reincidiendo en una falla, u otro tipo de situaciones que originan retardo en las soluciones aumentan los tiempos en los que se aclararan las anomalías. Todo lo anterior puede tener como consecuencias directas la demora en el restablecimiento del servicio a los usuarios afectados por la perturbación o bien un efecto negativo sobre la confiabilidad del sistema de potencia debido a los activos indisponibles resultado de la falla y afectando los indicadores de duración de fallas SAIDI<sup>7</sup> y CAIDI<sup>8</sup>.

Si la información recopilada en la base de datos que contiene los registros de los eventos pasados, es decir el historial de fallas de las líneas de transmisión de ISA, estuviera almacenada como información **estructurada**, se podría contar con nuevas herramientas que faciliten la identificación del tipo de falla ocurrido.

De esta manera se podrían obtener características tales como patrones de comportamiento o coincidencia provenientes del historial existente que puedan ser comparados con el nuevo registro en estudio y determinar similitudes que permitan la identificación de manera más ágil y precisa de la causa de la

---

<sup>7</sup> **System Average Interruption Duration Index:** Es un índice que cuantifica el tiempo total de indisponibilidad

<sup>8</sup> **Customer Average Interruption Duration Index:** Es un índice que cuantifica la duración promedio de cada interrupción





perturbación, optimizando los tiempos en los que se devuelve la normalidad al sistema de potencia.

Si se lograra involucrar la información estructurada en el análisis de perturbaciones, se conseguiría que en el diagnóstico final de la falla predominara una decisión basada en la combinación de dos criterios fundamentales: de un lado se tendrían las características comunes y parámetros coincidentes que comparten los registros en estudio con los eventos que forman parte del historial; y por otro lado estaría la experiencia y el estudio realizado a los registros osciloperturbográficos por el analista o los analistas expertos encargados de estudiar la anomalía. La combinación de estos dos criterios en el estudio de fallas mejoraría ostensiblemente sobre el análisis que se realiza actualmente, en donde es este último factor de la experiencia, el manejo de las herramientas y software y los diferentes cálculos realizados por el analista el que se impone al momento de elaborar un juicio. Es decir que se estaría agregando un mayor grado de precisión y veracidad a los diagnósticos formulados, al facilitar una herramienta ágil, precisa y de valor agregado a los expertos para apoyar y sustentar las hipótesis planteadas en torno a la perturbación.

Es necesario hacer un paréntesis y mencionar que la experiencia en la que se basan los diagnósticos que se realizan actualmente los analistas es obtenida y fundamentada en el conocimiento adquirido en eventos anteriores y en un análisis exhaustivo de los registros de la falla en estudio y que ésta es de vital importancia aún si se pudiera implementar la herramienta planteada o cualquier otra.

### **3.1 ESTRUCTURACIÓN DE LA INFORMACIÓN**

Uno de los objetivos principales a los que apunta este trabajo radica en conseguir la **estructuración** de la información almacenada en la base de datos de ISA y crear una nueva distribución organizativa de los registros de



perturbaciones de los diferentes años, clasificándolas acorde con el tipo y causa de la falla; características que son obtenidas a partir de los análisis existentes que en su respectivo momento se hicieron a cada perturbación.

Los eventos analizados en este trabajo corresponden a todos aquellos que estaban registrados en el SIGO<sup>9</sup>, que es una especie de biblioteca o servidor de consulta de información de muchos de los procesos manejados por la empresa. Se toman únicamente los registros de los eventos que aparecen en SIGO pues son los que poseen un diagnóstico de falla y una causa ya establecida producto de un estudio por parte de los expertos.

Los registros de las perturbaciones ocurridas en los activos que posee ISA son descargados directamente de los DFR mediante la adquisición remota o local de datos a través de las herramientas de telecomunicaciones actualmente utilizadas. Estos registros son almacenados en una carpeta que corresponde con el consecutivo del evento registrado, y a su vez son archivadas en carpetas cuyo nombre corresponde al año de ocurrencia de la falla, como ya se había mencionado previamente. Para la reorganización y estructuración de la base de datos de ISA, se tomó como punto de partida toda la información acumulada que hasta el momento existía en los servidores de esta empresa en cuanto a registros de osciloperturbografía se refiere.

En esta base de datos, hay un folder principal que posee el nombre **Eventos**, el cual contiene subcarpetas que corresponden a todos los eventos registrados de los años 2000 hasta el 2006. Sin embargo, allí se encuentran todos los eventos, tanto los que fueron registrados en SIGO como los que no.

Para realizar la estructuración de la información, el primer paso necesario es encontrar cuáles de los eventos almacenados en la base de datos existente se encuentran también en SIGO y de esta manera ir descartando aquellos que no están. Posteriormente, a los registros que están en este sistema de información se les debe encontrar la causa de falla asignada de acuerdo al

---

<sup>9</sup> Sistema de Información para la Gestión Operativa



diagnóstico realizado por los analistas que aparece en SIGO. Para encontrar el diagnóstico asignado a cada evento, se utiliza el consecutivo del evento, pues bajo este mismo parámetro se encuentra almacenado el registro en SIGO.

Para poder realizar esta correlación entre causa de falla y registro se emplea una tabla de datos a la cual se accede por medio de la red interna de ISA y que contiene los eventos de perturbaciones que fueron registrados en el SIGO para un año en particular. En estas tablas se pueden predeterminar las características deseadas acerca de estos eventos, las cuales aparecen a manera de información distribuidas en diferentes columnas. Para los intereses que rigen el proyecto, las características que se utilizan para filtrar la información son: **La naturaleza eléctrica** (tipo de falla); **El código de ocurrencia** (consecutivo del evento), **la causa real** (causa de la falla), y **el nivel de tensión**, tal como se ilustra en la Figura 9.

Una vez este filtro se ha establecido para un año en específico, se repite el proceso para cada año desde el 2001 hasta el 2006, generando así una tabla de datos por año, que posteriormente son exportadas a Excel, formando así un documento con 6 hojas de cálculo diferentes:



	A	B	C	D
23				
24	Naturaleza Eléctrica	Código Ocurrencia	Causa Real	Nivel Tensión Fase Afectada
25	Resultado total			
26	Cortocircuito Fase Tierra	XX001	No Establecida - Categoría Causa	230
27	Cortocircuito Fase Tierra	XX002	Descarga Atmosférica	230
28	Cortocircuito Fase Tierra	XX003	Descarga Atmosférica	230
29	Cortocircuito Fase Tierra	XX004	No Establecida - Categoría Causa	500
30	Cortocircuito Fase Tierra	XX005	No Establecida - Categoría Causa	230
31	Cortocircuito Fase Tierra	XX006	Descarga Atmosférica	230
32	Cortocircuito Fase Tierra	XX007	No Establecida - Categoría Causa	500
33	Cortocircuito Fase Tierra	XX008	No Establecida - Categoría Causa	500
34	Cortocircuito Fase Tierra	XX009	AMI - Atentado Torre	230
35	Cortocircuito Fase Tierra	XX010	No Establecida - Categoría Causa	230
36	Cortocircuito Fase Tierra	XX011	No Establecida - Categoría Causa	230
37	Cortocircuito Fase Tierra	XX012	No Establecida - Categoría Causa	230
38	Cortocircuito Fase Tierra	XX013	No Establecida - Categoría Causa	230
39	Cortocircuito Fase Tierra	XX014	No Establecida - Categoría Causa	230
40	Cortocircuito Fase Tierra	XX015	AMI - Atentado Torre	500
41	Cortocircuito Fase Tierra	XX016	Quema o Fuego Bajo la Línea	500
42	Cortocircuito Fase Tierra	XX017	AMI - Atentado Torre	230
43	Cortocircuito Fase Tierra	XX018	Descarga Atmosférica	230
44	Cortocircuito Fase Tierra	XX019	Descarga Atmosférica	230
45	Cortocircuito Fase Tierra	XX020	Descarga Atmosférica	230
46	Cortocircuito Fase Tierra	XX021	Sin Datos - Categoría Causa	230
47	Cortocircuito Fase Tierra	XX022	Descarga Atmosférica	230
48	Cortocircuito Fase Tierra	XX023	AMI - Atentado Torre	500
49	Cortocircuito Fase Tierra	XX024	No Establecida - Categoría Causa	230
50	Cortocircuito Fase Tierra	XX025	Descarga Atmosférica	230
51	Cortocircuito Fase Tierra	XX026	AMI - Atentado Torre	230
52	Cortocircuito Fase Tierra	XX027	Descarga Atmosférica	230
53	Cortocircuito Fase Tierra	XX028	No Establecida - Categoría Causa	230
54	Cortocircuito Fase Tierra	XX029	Descarga Atmosférica	230
55	Cortocircuito Fase Tierra	XX030	Descarga Atmosférica	230

**Figura 9.** Tabla de datos con el tipo y causa de falla de todos los eventos registrados en SIGO para los años 2001 a 2006

Por políticas de seguridad de información de ISA y a petición de la misma empresa, se ocultan los verdaderos consecutivos de los eventos mostrados en la figura anterior.

Como se puede observar, las columnas A y C corresponden a tipo de la falla y causa de la falla respectivamente. La columna B corresponde al consecutivo del evento al cual corresponden estas descripciones y es éste el que debe ser buscado en la base de datos anterior para estructurarlo de acuerdo a la información presentada.

En la Figura 9 se ilustra únicamente un tipo de falla, correspondiente a un cortocircuito fase tierra, y se alcanza a visualizar varios tipos de falla. Sin



embargo todos los tipos de falla registrados al igual que las causas se ilustran a continuación:

Tipos de falla	Causas de falla
<ul style="list-style-type: none"><li><input checked="" type="checkbox"/> Cortocircuito Bifásico</li><li><input checked="" type="checkbox"/> Cortocircuito Bifásico Tierra</li><li><input checked="" type="checkbox"/> Cortocircuito Fase Tierra</li><li><input checked="" type="checkbox"/> Cortocircuito Fase Tierra con Alta impedancia</li><li><input checked="" type="checkbox"/> Cortocircuito Trifásico</li><li><input checked="" type="checkbox"/> Cortocircuito Trifásico Tierra</li><li><input checked="" type="checkbox"/> Fase Abierta con Tierra</li><li><input checked="" type="checkbox"/> Sin Análisis Naturaleza Eléctrica</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li><input checked="" type="checkbox"/> Alta Vegetación</li><li><input checked="" type="checkbox"/> AMI - Atentado Conductor o Cable</li><li><input checked="" type="checkbox"/> AMI - Atentado Torre Definitiva</li><li><input checked="" type="checkbox"/> Cruce Conductores Multicircuito</li><li><input checked="" type="checkbox"/> Daño en Conductor - Bajante</li><li><input checked="" type="checkbox"/> Descarga Atmosférica</li><li><input checked="" type="checkbox"/> Inestabilidad del Terreno</li><li><input checked="" type="checkbox"/> No Establecida - Categoría Causa</li><li><input checked="" type="checkbox"/> Otros - Equipos, Accesorios e Instalaciones de Potencia</li><li><input checked="" type="checkbox"/> Quema o Fuego Bajo la Línea</li><li><input checked="" type="checkbox"/> Sin Análisis - Categoría Causa</li></ul>

**Figura 10.** Tipos y Causas de Fallas encontrados en SIGO

Una vez se tienen claros los tipos y causas de fallas sobre los que se va a trabajar, se empieza la reestructuración de la base de datos de registros osciloperturbográficos: Teniendo de un lado **todos los eventos registrados de ISA** (Carpeta Eventos) y por otro únicamente los que están **registrados en el SIGO** (Tablas de datos Figura 9), se procede a realizar un cruce entre las dos fuentes de información para determinar cuáles eventos van a ser parte de la nueva base de datos de información estructurada. De esta manera, a los eventos que forman parte de esta nueva estructura de información se les extrae exclusivamente los archivos COMTRADE para copiarlos en la nueva ubicación, sin realizarles ningún tipo de modificación. Los demás anexos y documentos diferentes a los archivos *.cfg* y *.dat* no se copian a esta nueva distribución.

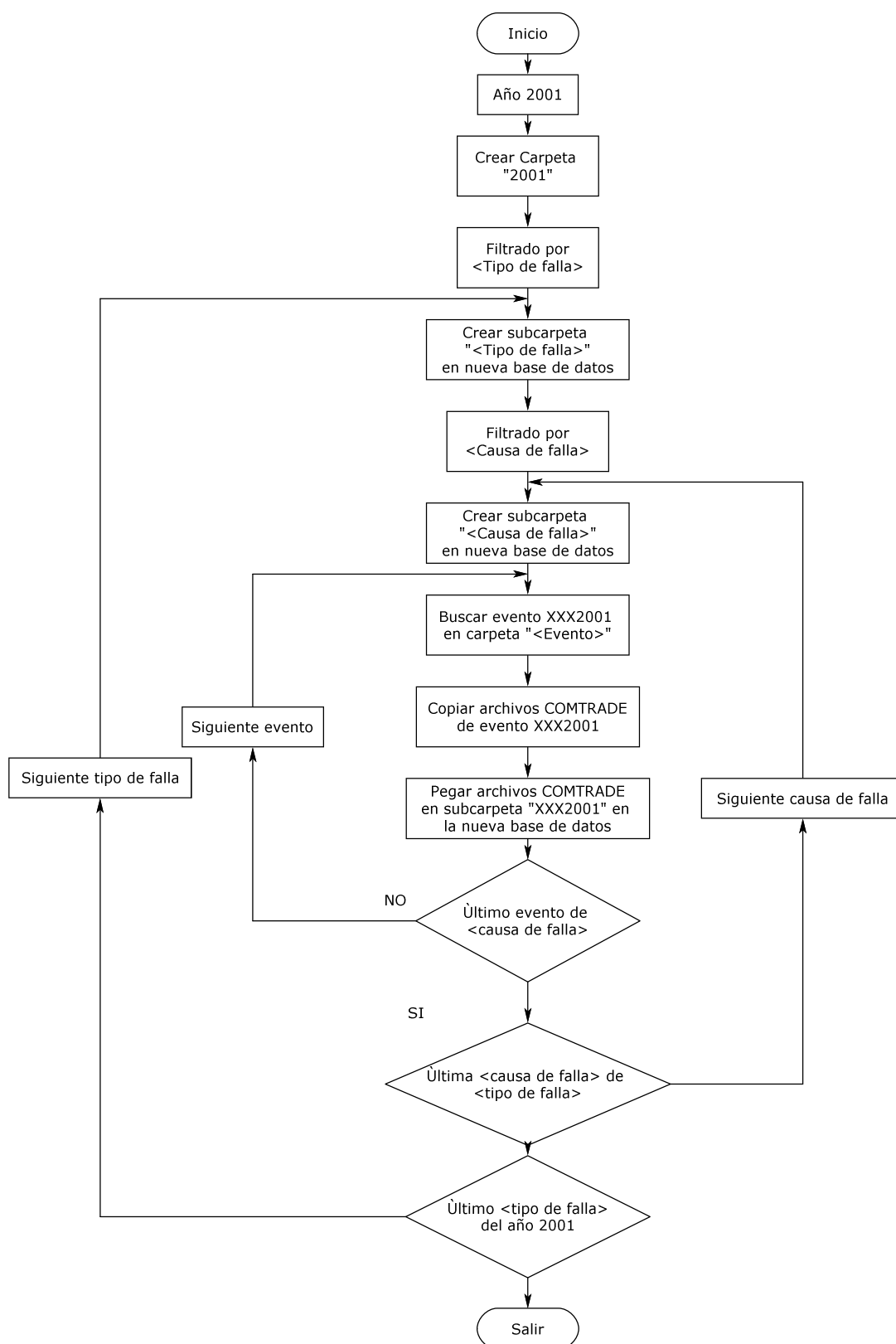
Para realizar una clasificación de los registros existentes en el menor tiempo posible de acuerdo a las características descritas anteriormente, se utiliza en las hojas de cálculo de la Figura 9 la herramienta de autofiltro de datos para acotar los eventos de acuerdo a los parámetros deseados:



Se aplica un *autofiltro* a los datos, de esta manera se accede a un solo tipo de clasificación. El filtro de tensión se mantiene constante para mostrar siempre las líneas de 230 y 500 kV. El primer autofiltro es el tipo de falla, una vez se reduce el número de eventos al de los del tipo seleccionado, se filtra por la causa de la falla y se busca en la base de datos existente los eventos resultantes de estos múltiples filtros. El auto filtrado se realiza de esta manera debido a que las carpetas son creadas de acuerdo a esta misma clasificación (tipo y causa de la falla).

Para entender esto un poco mejor se toma como ejemplo el año 2001, para éste se empieza por *<tipo de falla>*, una vez se tienen los eventos de esta falla, se filtra nuevamente la información por *<causa de la falla>*, reduciendo el número de eventos mostrados. Una vez establecidos tipo y causa, se crea una carpeta con el nombre "2001" y a la vez la subcarpeta "*<tipo de falla>*" y dentro de ésta "*<causa de la falla>*" para formar la nueva base de datos estructurada. Con la nueva tabla de datos reducida, se empieza a recorrer uno por uno los eventos que se visualizan, así el primer evento *XXX2001* se busca en la carpeta *Eventos* de la base de datos existente en el año 2001, subcarpeta *XXX2001* y de ésta se copian únicamente los archivos COMTRADE y se llevaban a la carpeta con el nombre "*<XXX2001>*" en la nueva ubicación.

El diagrama de flujo que corresponde a este ejemplo se ilustra en la siguiente figura:



**Figura 11.** Diagrama de flujo para ilustrar el proceso de creación de la nueva base de datos estructurada



Se repite el proceso para todos los eventos de este filtro; luego se cambia a la siguiente causa y así sucesivamente hasta terminar todas las causas para *<tipo de falla>*. Posteriormente, se cambia a otro tipo de falla y se realiza la misma operación.

Los parámetros *<tipo de falla>* y *<causa de falla>* obedecen a los mostrados en la Figura 10.

Al emplear este procedimiento se agiliza la clasificación de los registros y se facilita en gran medida la distribución estructurada de la nueva base de datos creada

La nueva base de datos queda conformada como se ilustra en la Figura 12 la cual se explica a continuación: Existe un folder maestro bajo el nombre de **Registros Organizados**, así para un evento cualquiera, la primera carpeta corresponde con el **nombre del año**, al ingresar a esta, se visualizan subcarpetas que contienen el **tipo de falla**, una vez dentro de éstas nuevamente se observan subcarpetas con el nombre de la **causa de la perturbación** y estas a su vez contienen otras cuyos nombres coinciden con el **consecutivo** del evento de SIGO, y finalmente al ingresar a estas últimas, se encuentran todos los archivos **COMTRADE** correspondientes con este evento.





**Figura 12.** Estructura de la nueva base de datos creada

Esta base de datos tal como se visualiza en la figura anterior contiene todos los registros que se encuentran en SIGO almacenados como información estructurada, y queda a disposición de ISA mediante el acceso del servidor interno de la entidad.

Para una mayor claridad, se especifican los criterios tenidos en cuenta para la creación de las carpetas principales que constituyen esta nueva base de datos:

El **nombre del año** va desde 2001 hasta 2006

El **tipo de falla** está asociado a si es cortocircuito (bifásico, bifásico a tierra, trifásico, trifásico a tierra, fase – tierra, etc.) o si es fase abierta, o si esta sin análisis, entre otros.

La **Causa de la falla** está asociada al acontecimiento que originó la perturbación, que puede ser una descarga atmosférica, AMI (Actos Mal Intencionados), alta vegetación, quema o fuego bajo la línea, etc.



El **Consecutivo**, es el número de registro que posee el evento en el *SIGO*, generalmente es xxxxAAAA donde xxxx es el número del consecutivo, y AAAA son las 4 cifras del año.

Ya por último debe haber únicamente archivos **COMTRADE**, es decir en la última subcarpeta creada existen únicamente archivos de configuración (**.cfg**) y archivos de datos (**.dat**).

Debido a que muchas veces en un solo evento se pueden presentar diferentes tipos de falla, algunos eventos podrían estar en más de una carpeta al mismo tiempo. Por ejemplo, en el evento *XXX2001* se presentó una falla monofásica, pero dentro de este mismo evento se presentó una falla trifásica o una trifásica a tierra todo a causa de un atentado que inclinó una torre e hizo que se rozara con un árbol; en este caso, este evento quedará registrado en la carpeta de falla monofásica y en la de falla trifásica y al igual estará registrado en la subcarpeta de atentado y en la de alta vegetación.

El caso anteriormente descrito se utiliza únicamente con el fin de ilustrar un ejemplo y no es necesariamente cierto o posible.

Este proceso se repitió hasta concluir con todas las causas para todos los tipos de falla para cada año desde el 2001 hasta el 2006.

### 3.2 EVENTOS NO ALMACENADOS

En el proceso de selección de eventos para ser almacenados en la nueva base de datos, se descartaron varios pues presentaban ciertas condiciones que los hacía inapropiados para ser parte de la información estructurada:

- Como se mencionó previamente, no se almacenaron en la nueva estructura de datos los eventos que no estuvieran registrados en el *SIGO*.



- Existían carpetas de eventos que no poseían ningún registro COMTRADE, es decir eran eventos que estaban registrados en el SIGO y a la vez existía su carpeta, pero ésta no contenía archivos *.cfg* o *.dat* por lo cual no fueron tenidos en cuenta.
- En algunas ocasiones aparecían archivos *.dat* sin su correspondiente *.cfg*, por lo cual no se podía almacenar este tipo de registros pues se recuerda que SIEMPRE los registros deben tener ambos tipos de archivos pues si no la información queda incompleta y no es posible reproducir las señales análogas en ningún software.

### 3.2.1 ARCHIVOS .EVE

Es necesario mencionar que en ciertas carpetas donde no existían los *.dat* o los *.cfg*, fue necesario crear los COMTRADE a partir de otro tipo de archivo, el *.eve*. Éstos pueden ser leídos mediante el programa de análisis de perturbaciones **Indactic-WinEVE**, que permite una vez abierto el archivo *.eve* almacenar o generar los *.dat* y *.cfg*. De esta manera para este tipo de archivos fue necesario primero crear los COMTRADE y luego si copiarlos y almacenarlos en las nuevas carpetas del evento.



## **CAPITULO 4**

### **TIPOS DE FALLAS: DESCRIPCIÓN, ANÁLISIS Y CONSTRUCCION DE VECTORES CARACTERÍSTICOS**

Una vez creada la nueva base de datos de ISA con información estructurada tal y como se muestra en la Figura 12 se puede iniciar la creación e implementación de los módulos computacionales que den lugar al procesamiento de todos los registros osciloperturbográficos existentes en ésta.

Cabe destacar que la parte más importante en esta parte del proyecto no radica en procesar uno por uno una gran cantidad de registros sino en el proceso y en la metodología aplicada a un registro prototipo, comprobando que la implementación realizada en este funcione de buena manera. Una vez comprobado esto, se ampliarán las técnicas implementadas a una muestra mayor de registros para continuar realizando ajustes que mejoren y afinen los métodos de procesamiento de los registros de perturbaciones.

#### **4.1 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS**

El procesamiento de un registro COMTRADE y la extracción de características eléctricas en un rango de falla establecido constituye probablemente el paso más importante con miras al desarrollo final del proyecto. Convertir los archivos de texto plano generados por un COMTRADE a parámetros que puedan ser interpretados y manipulados mediante Matlab para la obtención final de información que pueda ser validada con valores reales entregados mediante métodos convencionales, es fundamental para expandir este análisis a cualquier cantidad de registros de manera que el proceso se realice de manera automática.



Con los propósitos mencionados, se enfocan todos los esfuerzos a extraer correctamente las características eléctricas de los registros de las perturbaciones, pues son las particularidades que conforman el vector característico de fallas lo que dará valor agregado a la finalidad del trabajo.

Las características que son objeto de estudio en este proyecto, es decir aquellas que serán extraídas de los diferentes registros de perturbaciones, se ilustran en la siguiente tabla:

Subestación (1)	Bahía (2)	Causa (3)	Vf (4)	$\theta_{Vf}$ (5)	$\delta_{1Vf}$ (6)	$\delta_{2Vf}$ (7)	If (8)	$\theta_{If}$ (9)	$\delta_{1If}$ (10)	$\delta_{2If}$ (11)	Vres (12)	$\theta_{Vres}$ (13)	Ires (14)	$\theta_{Ires}$ (15)
XXX	XX	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Tabla 3.** Características eléctricas extraídas de un registro de osciloperturbografía

Los campos mencionados en la Tabla 3 corresponden con:

- ✦ Nombre de la Subestación **(1)**, nombre asignado a la subestación origen del registro
- ✦ Bahía de operación **(2)**, es el campo al cual está asignado el evento (transformadores, líneas, etc.)
- ✦ Causa **(3)**, es la causa definida en la base de datos estructurada, es decir la carpeta de causa de la falla a la cual pertenece el evento.
- ✦ Tensiones RMS promedio **(4)**
- ✦ Corrientes RMS promedio **(8)**
- ✦ Ángulos de tensiones y corrientes RMS promedio, **(5)** y **(9)** respectivamente
- ✦ Tensión y corriente residual, **(12)** y **(14)** respectivamente



- ✦ Ángulos de la tensión y corriente residual **(13)** y **(15)** respectivamente,
- ✦ Deltas o variaciones de tensión y corriente de acuerdo con dos criterios: cantidades súper impuestas **(6)** y **(10)** y comparación de promedios ( $V_{falla}/V_{ss}$ ) **(7)** y **(11)**

Las cantidades superimpuestas son un método de comparación entre los valores de las señales de tensión y corriente del estado estacionario y el primer ciclo de falla. Es decir que una vez detectada una falla, se toman las muestras correspondientes a un ciclo antes de la falla y un ciclo después de la falla. Posteriormente, punto a punto se calcula la diferencia entre los valores de estos dos ciclos, obteniéndose un ciclo resultante de la señal correspondiente, que representa un delta de la señal. A las muestras correspondientes al ciclo resultante se les aplica un filtrado digital, para obtener la magnitud RMS correspondiente a la variación, delta, de la señal.

La comparación de promedios es un método que calcula punto a punto las magnitudes RMS de los fasores de las señales de tensiones y corrientes, a lo largo del rango de falla, y saca un promedio de éstas (media aritmética). Igualmente calcula las magnitudes RMS de los fasores del rango de tiempo comprendido entre la muestra inicial del registro y la muestra donde se inicia la falla, es decir un estado de pre-falla donde igualmente se calcula un promedio de estas magnitudes. Posteriormente se calcula la relación entre el promedio de la señal de falla y la señal de estado estacionario.

Los valores consignados en la Tabla 3 corresponden a una sola fase, es decir que esos cálculos se repiten para cada fase, a excepción de las tensiones y corrientes residuales y sus respectivos ángulos, pues son la suma fasorial de las tres fases correspondientes.



## 4.2 FILTRADO ANÁLOGO Y DIGITAL

En el estudio de los métodos utilizado para el procesamiento de registros osciloperturbográficos, se conocieron algunas técnicas utilizadas para el tratamiento de las señales tanto analógicas como digitales de estos ([11]-[3]).

Con base en lo anterior, el proceso para la extracción de las características eléctricas del registro se realiza mediante la siguiente metodología:

Inicialmente se tiene el archivo COMTRADE, y sus respectivos *.cfg* y *.dat*, de donde se obtienen las señales análogas en el tiempo. El primer paso consiste en pasar estas señales, tensiones y corrientes, a través de un filtro analógico. Para este filtro se consideraron cuatro métodos: Butterworth, Chebyshev I, Chebyshev II y Elíptico. Mediante comparaciones y análisis realizados en [11], se concluyó que el mejor filtro análogo corresponde a un tipo Butterworth pasabajos de orden 2 con frecuencia de corte de 360 Hz, pues es adecuado para mitigar el efecto de aliasing<sup>10</sup> en el muestreo de un registro de osciloperturbografía ya que presenta las menores oscilaciones y sobreimpulsos, lo que implica un menor tiempo de retardo en la respuesta final del filtro.

Posteriormente las señales resultantes son pasadas a través de un filtro digital en el cual se consideraron tres métodos: Fourier, Coseno y Seno [3], e igualmente por estudios realizados previamente se seleccionó el filtro de Fourier como el más apropiado para determinar las componentes de 60 Hz debido a que utiliza un ciclo completo para muestreo y por lo tanto es más preciso [11]. En aplicaciones de tiempo real los algoritmos de seno y coseno sacan provecho del muestreo de medio ciclo para propósitos de aumentar velocidad de respuesta. Sin embargo en aplicaciones Off-line, como las utilizadas en análisis post-operativos la velocidad no es el factor preponderante y en cambio sí resulta más importante la precisión en el cálculo [1].

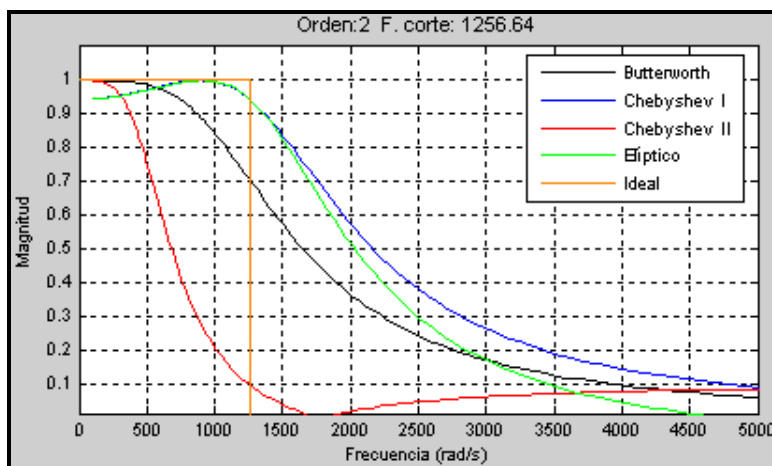
---

<sup>10</sup> **Aliasing** es el efecto que causa que señales continuas distintas se tornen indistinguibles cuando se les muestrea digitalmente. Cuando esto sucede, la señal original no puede ser reconstruida de forma unívoca a partir de la señal digital



El filtro Fourier, como se menciona, utiliza un ciclo completo para efectuar el muestreo, por lo tanto para lograr aplicarlo con éxito en los módulos computacionales que se van a trabajar, es necesario dejar transcurrir un ciclo de la señal registrada que se quiere filtrar y a partir de este instante de tiempo, implementar el algoritmo del filtro de Fourier. La ventana de desplazamiento de este filtro siempre va a comprender un número de muestras igual a un ciclo, y el desplazamiento entre ventanas corresponde a una muestra. Esto quiere decir que una vez calculado el fasor y la magnitud correspondiente para un ciclo, se desecha la primera muestra y se toma la inmediatamente posterior para calcular un nuevo fasor. Este proceso se repite hasta que se recorren todas las muestras del registro osciloperturbográfico. Como resultado de este filtrado se obtienen las magnitudes RMS y ángulos de las señales punto a punto, es decir muestra a muestra.

A continuación se ilustra el comportamiento de los diferentes filtros utilizados:



**Figura 13.** Comportamiento de los filtros analógicos analizados para el procesamiento de señales

### 4.3 EVENTO PROTOTIPO

Previo al desarrollo de este trabajo dentro de la empresa, se contaba con un algoritmo que se encargaba de la lectura de los archivos COMTRADE así como de realizar el filtrado analógico. Estos desarrollos se contemplaron en el proyecto





denominado *MODELAMIENTO DE PROCESAMIENTO DE SEÑALES APLICADO A PROTECCIONES DISTANCIA EMPLEANDO MATLAB Y/O SIMULINK* ([11]) que antecede al actual trabajo.

En cuanto al filtrado digital, fue necesario realizar modificaciones para adaptar el algoritmo existente a los fines del actual proyecto. Estos cambios consisten en ajustar el filtrado a los requerimientos mencionados de Fourier y a implementar este filtrado en las señales muestreadas punto a punto.

En todos los trabajos que involucran procesos como el que se está desarrollando, es necesario contemplar etapas de pruebas en prototipos y modelos. En este caso se inicia con un solo evento con el fin de observar el comportamiento respectivo, es decir se utiliza un prototipo que sirva para la implementación inicial de los algoritmos y los cálculos necesarios.

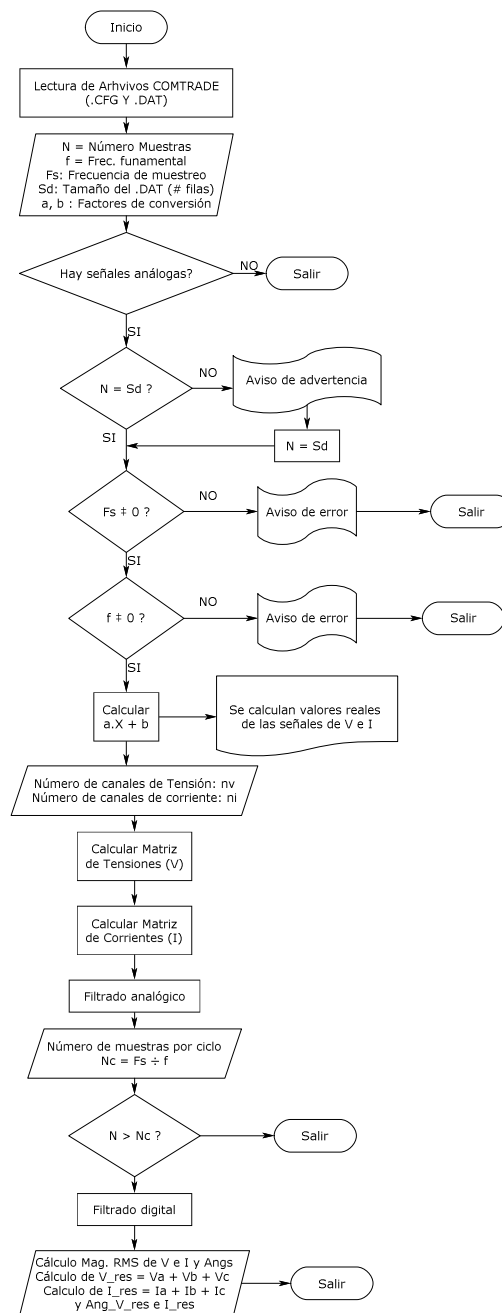
Una vez analizado, se escoge un registro que presente características tales como registrar más de una falla a lo largo de su duración, poseer señales análogas para estudiar (algunos registros poseen solo señales digitales), duración suficiente del rango de falla, entre otras. Este registro es utilizado como prototipo y en él se realizan todas las pruebas y se implementan todos los algoritmos creados.

#### **4.3.1 ARCHIVO COMTRADE DEL EVENTO PROTOTIPO**

Como se dijo previamente, de antemano se cuenta con un algoritmo que permite abrir y leer los archivos COMTRADE de una carpeta específica y almacenar los archivos planos que se generan (.cfg y .dat) en matrices de datos donde cada posición de la matriz corresponde con la información almacenada en los *cfg* y en los *dat*. Al tener el archivo plano directamente en una variable tipo matriz en Matlab fue mucho más sencillo extraer los datos que se utilizaron en los cálculos y análisis posteriores.



Una vez leídos los archivos COMTRADE es posible obtener mediante cálculos básicos algunos parámetros de las señales, tales como los valores RMS de las tensiones y corrientes a lo largo de todo el registro, pues se obtiene acceso a los valores muestra a muestra de las tensiones y corrientes almacenadas en el registro.



**Figura 14.** Diagrama de flujo para el algoritmo para obtener señales características de los COMTRADE



El diagrama de flujo de esta lectura de archivos COMTRADE se ilustra en la Figura 14, donde se ve que el producto final corresponde a las magnitudes RMS de Tensiones y Corrientes de fase, al igual que la corriente residual y los ángulos asociados a estas señales.

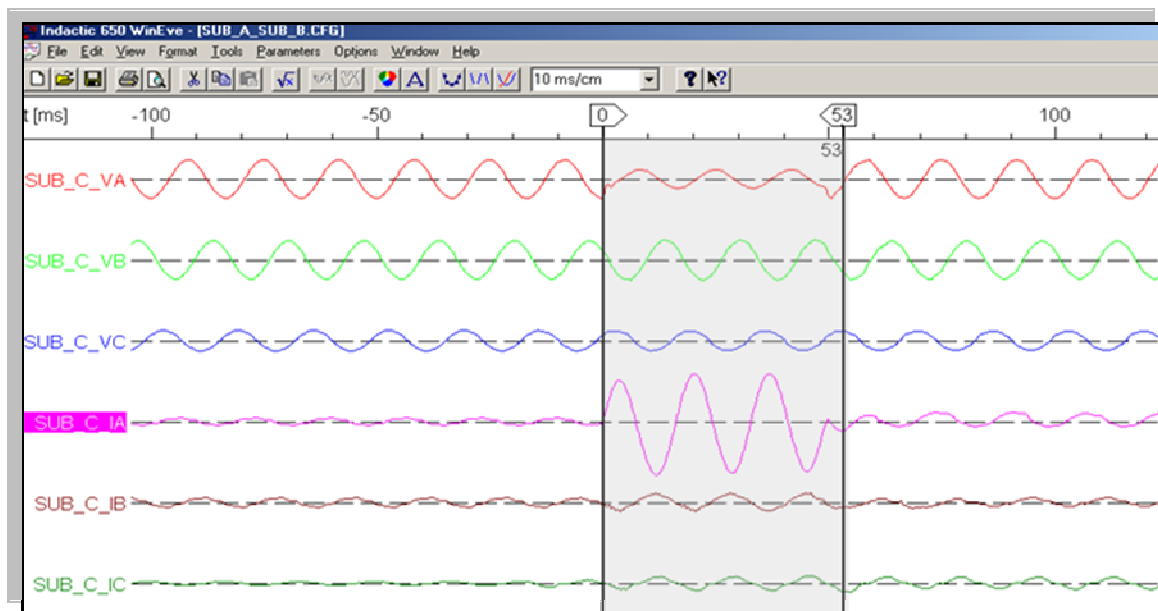
#### 4.3.1.1 Rangos de falla

Como ya se ha mencionado en varias ocasiones en este documento, este proyecto se basa en calcular características **únicamente en el rango o rangos en que se presente una falla**. Por esta razón se hace indispensable encontrar un módulo capaz de detectar en qué momento del registro se presentaba una falla y en qué momento no, con el fin de determinar los instantes de inicio y final de la perturbación y poder establecer de esta manera un rango de análisis.

Con este propósito se implementan varios métodos para, al menos en el registro prototipo lograr establecer un rango de falla que permita el análisis deseado. El primer método empleado y el más ortodoxo de todos, consiste en realizar una aproximación manual al evento modelo. Para esto se utilizan las herramientas del software de análisis de perturbaciones “*Indactic-WinEVE*” en el cual se puede, visualmente, determinar cuando existe una falla y observar de igual manera los instantes de tiempo para los cuales esto sucede.

Con estos instantes de tiempo y teniendo en cuenta la frecuencia de muestreo del registro se logra, mediante cálculos matemáticos simples, determinar aproximadamente la muestra en la cual se da inicio a la falla e igualmente el número de muestra en la cual termina ésta. Ésta primera aproximación al rango de falla se utiliza para el procesamiento del registro prototipo, pues aunque se realiza de manera visual, se llega a la conclusión de que la aproximación es lo suficientemente adecuada para la implementación del modelo siempre y cuando se tenga en cuenta que ésta es una solución temporal.

Las señales análogas del archivo prototipo y el rango de falla establecido manualmente se ilustran a continuación:



**Figura 15.** Señales del registro prototipo en el software Indactive-WinEVE

El archivo prototipo posee tres subestaciones nombradas respectivamente subestaciones A, B y C; el registrador de falla pertenece a la bahía de la subestación A, es decir esta es la subestación de origen, por lo que los registros van de ésta hacia la subestación C (*SUB\_C*) y hacia la subestación B (*SUB\_B*). En la Figura 15 se muestran las tres tensiones y las tres corrientes de la subestación C, y en el área sombreada se muestra el rango de falla que se determinó manualmente.

El registro inicia en -104,5ms por lo cual el tiempo de inicio de la falla equivale a +104,5ms aunque en la Figura 15 se muestre como cero este instante. De igual manera el instante final del rango de falla muestra un valor de 53ms, lo que realmente correspondía a 157,5ms.

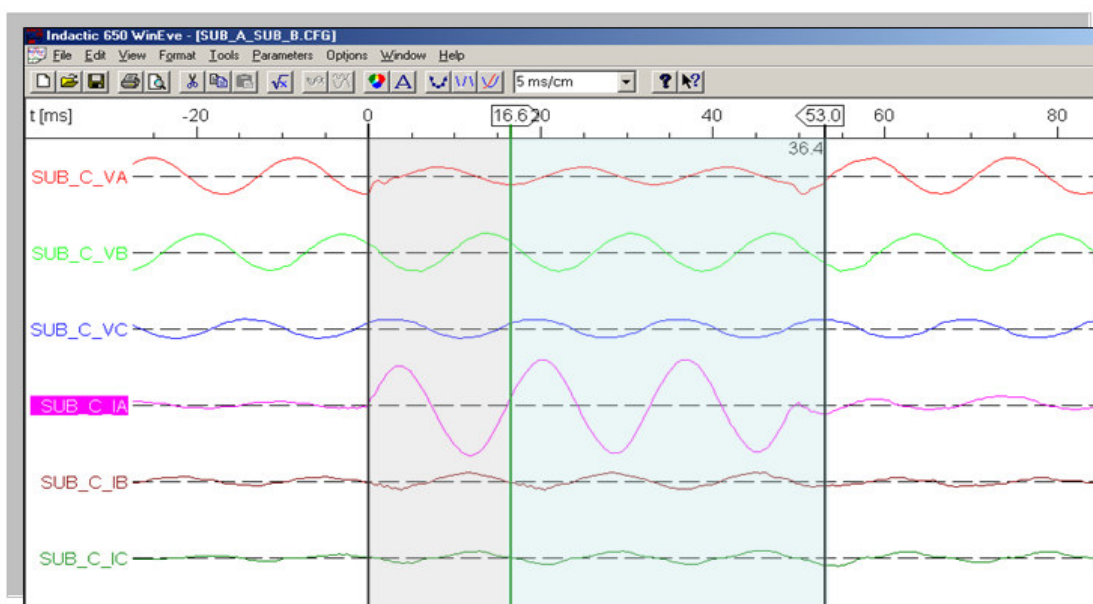
Estos valores (104,5ms y 157,5ms) son utilizados para calcular la muestra que corresponde a estos valores de tiempo. De esta manera se puede determinar



el número de muestra en la que arranca la falla y la muestra en la cual termina.

Con el rango de falla establecido se puede entonces dar paso a la creación del algoritmo de extracción de características. Esta parte del proceso es una de las más complicadas y la que más implica tiempo, pues es necesario confirmar que los valores obtenidos correspondan con los reales, es decir validar la información, además comprobar que el algoritmo funcione de manera impecable, pues se va a expandir a miles de registros en los cuales ya no se podrá efectuar este proceso de comprobación. Una vez listo el algoritmo inicial de extracción de características, se aplica al archivo prototipo en el rango de falla determinado previamente.

Sin embargo, debido a las herramientas matemáticas utilizadas por el algoritmo de extracción de características, específicamente al filtrado digital utilizado en este proyecto y en general por casi todas las herramientas digitales que realizan este tipo de cálculos (incluidos los relés) se debe dejar pasar un primer ciclo una vez se obtiene el instante de falla inicial y a partir de allí realizar los cálculos y comparaciones correspondientes.

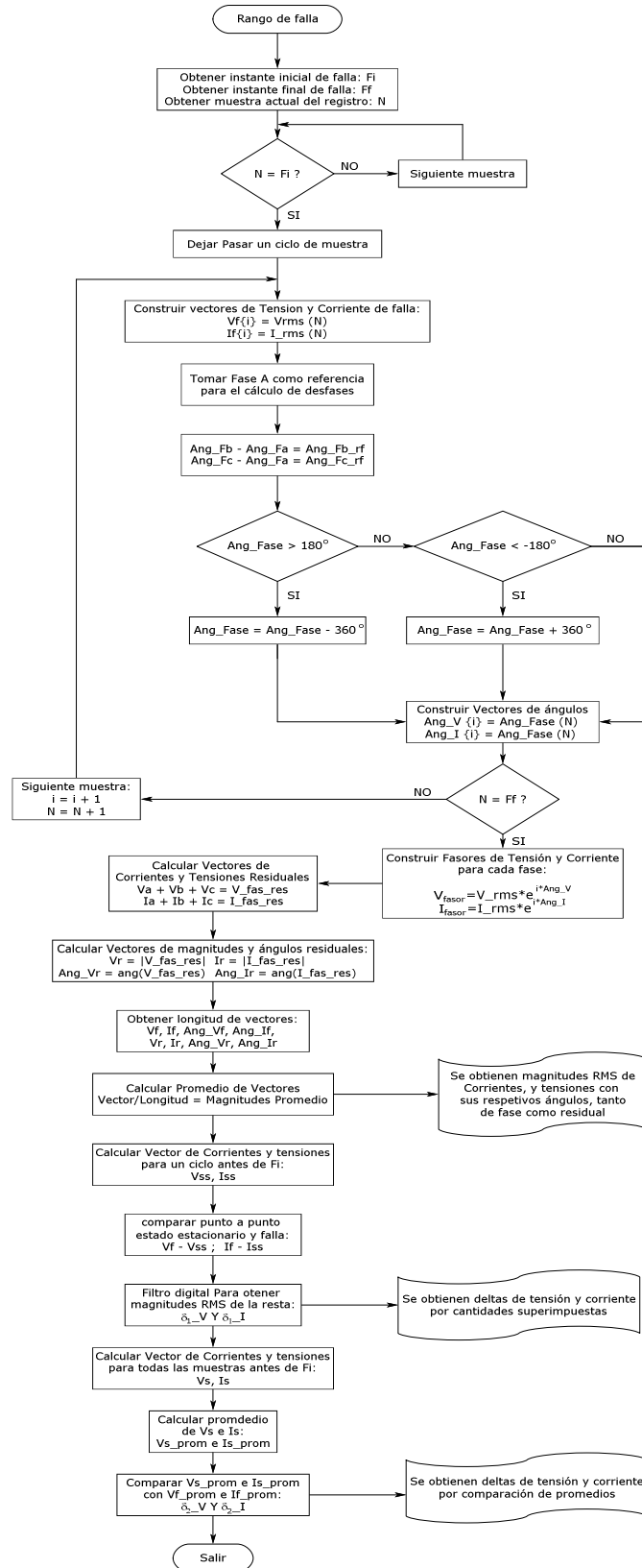


**Figura 16.** Rango de falla del registro prototipo, diferenciando el primer ciclo de falla (área gris) y el rango donde aplica el algoritmo de extracción de características (área azul)



Un ciclo corresponde a 16,6ms para el registro prototipo, es por eso que en realidad el algoritmo aplica sólo en la región que esta sombreada con azul claro, el primer ciclo corresponde al área gris y éste no se debe tener en cuenta ni para efectos de cálculo ni para las respectivas validaciones que se realizarán.

Con el rango de estudio definido se da paso al algoritmo de extracción de características del archivo prototipo cuyo diagrama de flujo se ilustra en la Figura 17. El proceso de extracción se inicia una vez ha pasado un ciclo después de determinar el instante de falla, donde se construyen los vectores de tensión y corriente correspondientes al rango de falla. Como es necesario calcular también ángulos de las tensiones y corrientes, se toma el ángulo de la fase A como referencia es decir a cero grados. Como condición para referenciar las demás fases mediante una suma algebraica, es necesario que los ángulos se encuentren en un rango entre  $+180^\circ$  y  $-180^\circ$ . Teniendo las magnitudes y los ángulos se calculan los fasores correspondientes a cada muestra, al igual que los valores residuales de corrientes y tensiones, que corresponde con la suma fasorial de las tres fases estudiadas. Al concluir el rango de falla se calcula el promedio de falla para cada señal de tensión, corriente y residuales. Adicionalmente se calculan los valores para un ciclo de muestras antes del instante inicial de la falla, con el fin de obtener un ciclo de estado estacionario correspondiente a cada señal. Una vez calculados estos valores se pueden obtener los deltas y magnitudes especificadas previamente en la Tabla 3



**Figura 17.** Modelo del algoritmo utilizado para extraer características del registro prototipo



### 4.3.2 VALIDACIÓN DE RESULTADOS

Con el fin de comprobar y validar los cálculos y los valores encontrados por medio del algoritmo de extracción de características, se realiza una comparación entre los resultados arrojados por Matlab y software como Indactic-WinEVE y el SIGRA, programas utilizados por los analistas expertos de ISA para estudiar los registros de osciloperturbografía.

Para realizar la validación se toma la matriz de valores obtenida en Matlab correspondiente a las tensiones y corrientes de las fases y sus respectivos ángulos, y se exporta a un archivo de Excel donde es más cómodo y sencillo realizar las pruebas. Se escogen varios instantes de tiempo donde aplica el algoritmo dentro del rango de falla del registro y se comparan con los resultados obtenidos en los programas de análisis mencionados.

En el documento de Excel se encuentra una primera imagen que se muestra en la Figura 18.

El número de fila de la hoja de cálculos de Excel corresponde exactamente con el número de la muestra del registro y la hoja a la que se tiene acceso inicialmente corresponde con todo el vector de tensiones RMS ( $V_{rms}$ ) arrojado por Matlab. Como se observa, cada columna corresponde a una fase, y al ser dos bahías (SUB\_B y SUB\_C) existen entonces seis fases. Adicionalmente existen tres hojas en este documento que corresponden a los vectores que representan: el ángulo de las tensiones, las corrientes RMS y los ángulos de éstas últimas. Con cada uno de éstos se hicieron pruebas para comprobar la efectividad del método implementado. En la Figura 18 se observan ciertas filas sombreadas en azul, esto indica el número de la muestra del registro en la cual se realizó el proceso de validación, es decir si la fila 349 esta sombreada significa que en la muestra 349 se efectuó una comparación de resultados.





0345													
345							Sigra		Dif. Sigra Real				
346							Indactic		Dif. Ind. Real				
347	fase A	fase B	fase C	fase A	fase B	fase C	3.052	0.223	0.164	2.574	0.161	0.110	
348							63.0	142.0	132.0	68.0	141.0	128.0	
349	66.052	141.777	132.164	70.574	140.839	128.110	65.89	141.8	132.1	70.43	140.8	128.1	16.7ms
350	63.500	141.946	132.238	68.178	140.935	128.102	0.162	0.023	0.064	0.144	0.039	0.010	
351	62.525	141.906	132.093	67.332	140.873	127.897							
352	63.094	141.798	131.758	68.024	140.771	127.510							
353	64.004	141.764	131.498	69.036	140.753	127.196							
354	64.318	141.770	131.474	69.416	140.770	127.110							
355	64.064	141.732	131.552	69.201	140.736	127.130							
356	63.830	141.661	131.583	69.001	140.671	127.111							
357	63.899	141.603	131.584	69.111	140.630	127.068							
358	64.056	141.522	131.683	69.306	140.571	127.127							
359	64.119	141.346	131.924	69.393	140.415	127.328							
360	64.115	141.113	132.140	69.398	140.200	127.506							
361	64.107	140.910	132.234	69.389	140.014	127.577							
362	64.117	140.780	132.276	69.393	139.900	127.604							
363	64.130	140.796	132.227	69.399	139.932	127.538	0.066	0.416	0.124	0.013	0.425	0.836	
364	64.139	141.043	132.047	69.400	140.190	127.344	64.2	141.0	132.0	69.4	141.0	128.0	
365	64.134	141.416	131.876	69.387	140.575	127.164	64.13	141.4	131.9	69.46	140.6	127.5	22.2ms

**Figura 18.** Visualización del documento donde se realizó la validación de resultados

El número de muestras por ciclo del registro prototipo es de 48 y de acuerdo con lo que se mencionó anteriormente, la primera comparación se realiza después de 48 muestras una vez se ha iniciado la falla: En la muestra 302 inicia la perturbación, así que la primera comparación se hace a partir de la muestra 349, que es la que equivale a un ciclo después, siempre y cuando se tenga presente que la muestra 302 cuenta como una. Es por esto que si se observa en la Figura 18, la fila en la que empiezan las comparaciones corresponde con la 349.

Dentro de la hoja de cálculo, igualmente sombreadas en azul, se encuentran unas cifras escritas en diferentes colores. Esta codificación que obedece a lo siguiente: Los números en rojo representan los valores de tensión RMS encontrados mediante el programa Indactic-WinEVE para este instante de tiempo, las cifras en color verde son la diferencia entre estos valores y los del Matlab, los números que están en color azul, corresponden a las tensiones RMS



encontradas mediante el SIGRA y los números en fucsia corresponden a la diferencia entre estos valores y los encontrados mediante el Matlab.

En la última columna de la figura se muestra un equivalente de tiempo correspondiente a cada muestra sombreada en azul. Utilizando este instante de tiempo se busca en ambos software los valores correspondientes de tensión y corriente al momento de realizar las comparaciones.

Los datos arrojados por el Indactic-WinEVE son mucho más parecidos a los calculados, puesto que este software ofrece una herramienta que permite comparar con los resultados del Matlab la magnitud RMS del armónico fundamental de la señal mostrada, que es lo que realmente implica utilizar en el algoritmo de filtrado analógico y digital (eliminar armónicos y ruido) y por esta razón las comparaciones con los valores de este software presentan el mínimo error.

Después de realizar varias pruebas y efectuar pequeños ajustes, se comparan los resultados arrojados por las implementaciones hechas en Matlab con los resultados que generan los diferentes software utilizados (Indactic-WinEVE y SIGRA) y se logra concluir mediante a través de las diferentes validaciones mencionadas que el programa funciona adecuadamente, es decir se puede ejecutar de manera confiable en los registros.

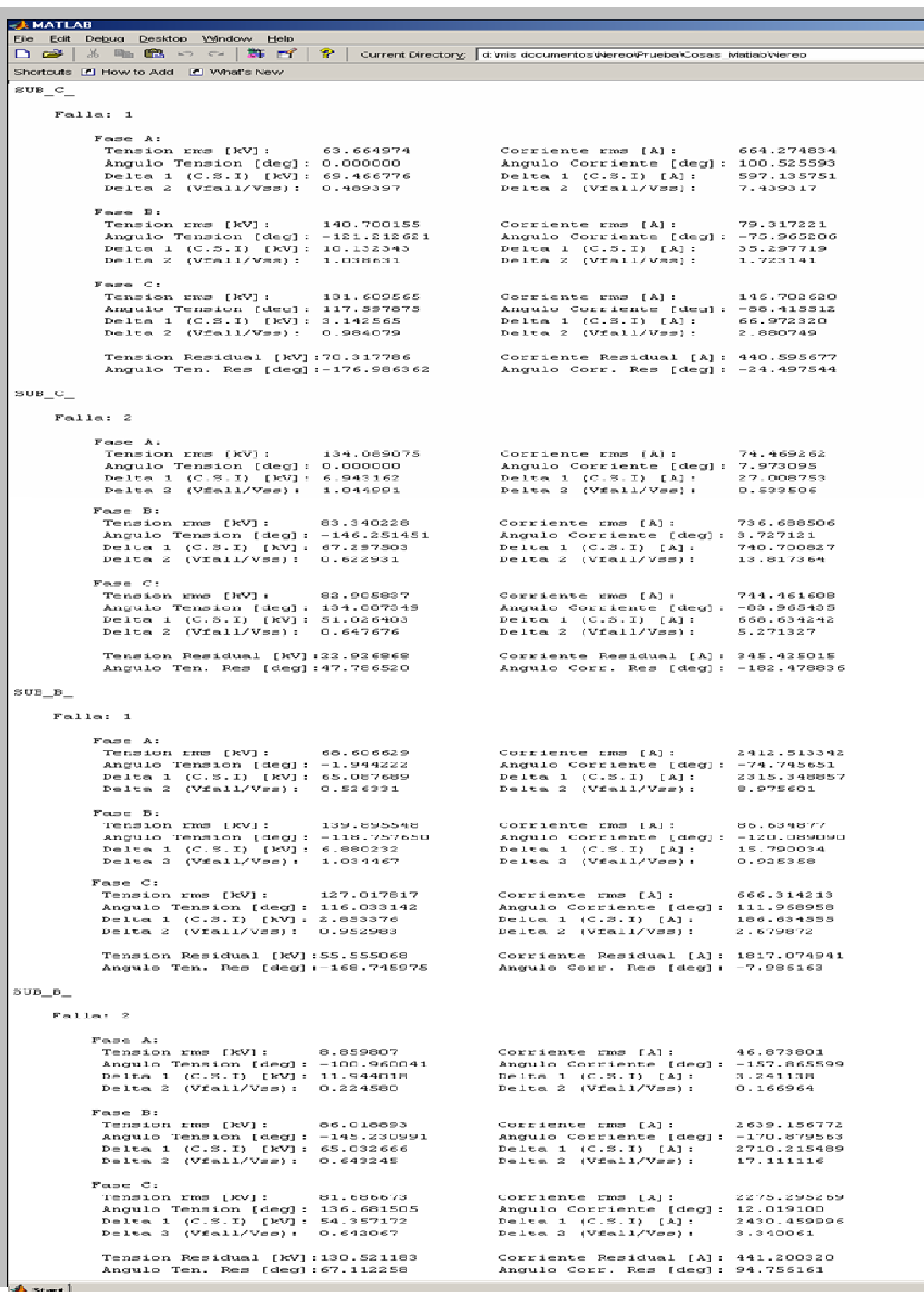
#### **4.3.3 VECTOR CARACTERÍSTICO DEL ARCHIVO PROTOTIPO**

Ya con la validación de los resultados del algoritmo de extracción de características, se prosigue entonces a realizar los cálculos previstos sobre estos valores. La finalidad de estos cálculos consiste en encontrar las características especificadas en la Tabla 3 y obtener así los valores promedio a lo largo del rango de falla establecido, para cada parámetro mencionado en dicha tabla.



Sabiendo que los registros de perturbaciones pueden tener más de una falla a lo largo de su duración tal como se explicó a partir de la Figura 4 en el capítulo I, y aprovechando que el registro prototipo presenta más de una anomalía en el transcurso de su duración, se determina un segundo rango de falla para este, con el fin de consolidar los resultados obtenidos. Este segundo rango de falla se obtiene de manera idéntica al primero, es decir manualmente a través del software Indactic-WinEVE.

Los resultados obtenidos para el registro prototipo arrojados por Matlab se ilustran a continuación:



**Figura 19.** Resultados obtenidos de la extracción de características eléctricas para el registro prototipo



A través de la figura anterior se puede establecer un resumen de lo que ha sido el desarrollo del proceso hasta el momento. Observando los resultados ilustrados se puede apreciar que existen dos bahías SUB\_C y SUB\_B. Dos rangos de falla fueron establecidos para estas dos bahías por lo cual existen dos momentos de falla (falla 1 y falla 2 en la figura), y para cada falla se extrajeron, mediante la implementación de algoritmos creados y adaptados en Matlab, las características mencionadas en la Tabla 3 donde cada valor ilustrado en la Figura 19 corresponde con un promedio de éstas a lo largo de los rangos de falla establecidos.

Como se pudo observar, en la validación de resultados se incluyeron cuatro de las características mencionadas en la Tabla 3 de extracción de parámetros de los registros de perturbaciones. Dichas características forman la base sobre la cual se fundamenta el cálculo de las restantes. De esta manera se puede concluir que el módulo de extracción de características está listo para ser implementado en los demás registros.

#### **4.4 PRE-PROCESAMIENTO DE LOS REGISTROS DE OSCILOPERTURBOGRAFÍA**

Una vez implementados con éxito los algoritmos encargados de la extracción de características eléctricas de los archivos COMTRADE, se pretende ahora la aplicación de estos programas a los cerca de 9000 registros que se encuentran almacenados en la base de datos de ISA creada previamente de manera estructurada.

##### **4.4.1 ACCESO A LA BASE DE DATOS**

Al ser el Matlab el software designado para la implementación de los diferentes algoritmos en las etapas posteriores de este proyecto, es necesario poder acceder de manera automática desde este programa a los archivos COMTRADE



registrados en la base de datos estructurada, para poder realizar el barrido total de los eventos.

Para este acceso se crea en Matlab un algoritmo no muy complejo, una rutina básica que lleva a cabo el proceso. Dicha secuencia es válida para el reconocimiento de los archivos COMTRADE, pero únicamente para la forma en que están organizadas las carpetas en la base de registros creada preliminarmente (Figura 12), pues debido a la forma en que se ejecuta, es necesario que las carpetas en las cuales se van a buscar los archivos *.cfg* y *.dat* estén organizadas de esta manera:

***Año\tipo de falla\causa de la falla\consecutivo\archivos COMTRADE (\*.cfg; \*.dat)***

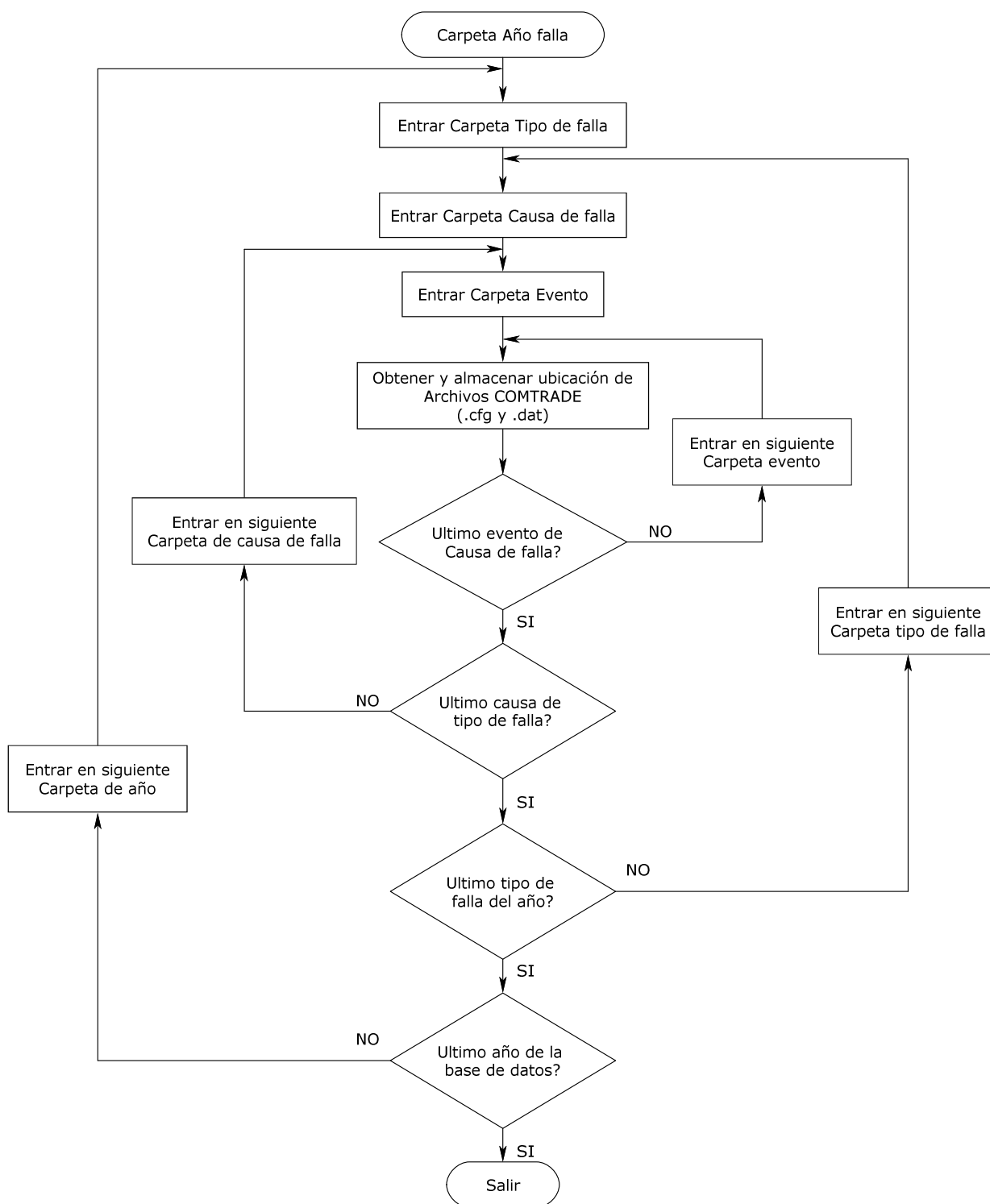
Una vez ejecutado el algoritmo, todas las ubicaciones quedan almacenadas en una variable del Matlab, tipo vector de  $n$  filas por 1 columna, y donde en cada fila se encuentra la ubicación exacta de uno de los registros, por ejemplo:

2001\cortocircuito bifásico\descarga atmosférica\XXXX2001\

Y ya en este último destino se podían encontrar tanto el archivo *.dat* como el *.cfg*.

El diagrama de flujo asociado a este algoritmo se ilustra en la Figura 20

Con la implementación de este algoritmo, se logra acceder de manera totalmente automática a cada carpeta y por lo tanto a los archivos COMTRADE, permitiendo que se logre procesar los *.dat* y los *.cfg* como archivos de texto plano y realizar así un barrido a lo largo de la base de datos.



**Figura 20.** Diagrama de flujo para acceder la base de datos estructurada desde Matlab



Una de las herramientas fundamentales para lograr recorrer los cerca de nueve mil registros existentes, consiste en tener un algoritmo que detecte los instantes de falla, pues carece de sentido y resulta prácticamente imposible pensar en la opción de calcular el inicio y final de la perturbación de todos los registros manualmente. Además se perdería la idea general de procesar los registros de manera automática mediante Matlab.

Teniendo lo anterior presente, se recurre a los métodos utilizados en la literatura referente a este tema para la detección de instantes de falla. Se encontraron varios métodos, pero realmente muy pocos que se adaptaran a las particularidades del proyecto ([5]-[9]). Por lo tanto se intenta adaptar el algoritmo de detección de falla de la referencia [5], basado en el siguiente método:

$$v = V_p \sin(\omega t + \phi) \quad (1)$$

$$v' = \omega V_p \cos(\omega t + \phi) \quad (2)$$

$$v'' = -\omega^2 V_p \sin(\omega t + \phi) \quad (3)$$

$$V_p^2 = \left( \frac{v''}{\omega^2} \right)^2 + \left( \frac{v'}{\omega} \right)^2 \quad (4)$$

Este método elimina la mayoría de los efectos de offset DC pero amplifica los efectos de los armónicos. Sin embargo de acuerdo como lo expresa el autor en [5], la presencia de armónicos no afecta significativamente la detección de una falla. El algoritmo usa las primeras y segundas derivadas de la señal de entrada para crear los fasores de los valores muestreados.

Realizando una explicación general de este método, se puede decir que para detectar un instante de falla, éste se basa en cálculos y comparaciones entre valores obtenidos para una ventana de tiempo o de muestra y la ventana inmediatamente anterior a esta. Es decir que se deben calcular muestra a muestra los valores correspondientes a las ecuaciones (1) a (3) para poder encontrar el valor pico estimado del fasor de tensión correspondiente a la





frecuencia fundamental (ecuación 4) en una ventana determinada. Dicho valor debe ser comparado con el obtenido en la ventana de muestras anterior, y esta diferencia debe ser comparada con un umbral establecido y así determinar si existe o no falla en el instante o en la ventana donde se realizaron los cálculos.

Se describe este algoritmo pero no será el utilizado finalmente para el procesamiento de todos los registros, pues presenta un gran inconveniente para muchos de los eventos al intentar determinar un umbral que sirviera para todos los casos, es decir se necesitaría un umbral adaptativo pues los valores varían mucho de acuerdo a las condiciones de la falla. Sin embargo, es necesario mencionarlo pues se utiliza en algunos registros de osciloperturbografía, más por probar y perfeccionar el algoritmo de extracción de características una vez se implementa en un proceso continuo de barrido de varios eventos, que por implementar un algoritmo de detección de falla pues está claro que este no puede ser el utilizado para el recorrido que debe ser hecho de la base de datos.

#### **4.4.2 ALGORITMO DE DETECCIÓN DE FALLA**

De forma paralela y a la vez ajena a este proyecto se estaba desarrollando un trabajo correspondiente a un módulo de detección de fallas implementado mediante redes neuronales en Matlab cuyo propósito es integrarse a los módulos de extracción de características y demás algoritmos creados en este trabajo. Antes de que se pudiera encontrar una solución para implementar satisfactoriamente el algoritmo de detección de fallas mencionado en la sección anterior que se adaptara a los cambios de los registros, el módulo de detección de falla fue completado y validado. Este método de detección, mucho más robusto y exacto que otras técnicas estudiadas, se adapta perfectamente a las necesidades que este proyecto requiere.

El módulo de detección de falla es un algoritmo que está construido con base en redes neuronales y constituye una programación compleja, lo que hace que



los alcances del mismo vayan más allá de lo que este trabajo requiere y posea muchas y variadas utilidades para diferentes tipos de aplicaciones. Sin embargo el interés particular incurre en una función que puede ser llamada desde cualquier otro algoritmo creado en el Matlab, a la cual se le ingresan unos parámetros de entrada para ser procesados y se obtenga un resultado cuya interpretación genere la detección de una perturbación o de una condición normal de operación.

El algoritmo de detección de falla se implementa muestra a muestra desde el inicio hasta el final del registro, para determinar en qué instante acababa el estado estacionario y donde comienza la anomalía y a la vez estipular donde termina la perturbación. Es decir se determina de manera automática el inicio y el final de los rangos de falla.

Para que el módulo de detección de falla funcione adecuadamente es necesario ingresarle los parámetros de entrada que corresponden en su orden respectivo a: las tres corrientes de fase en valores RMS, la corriente residual ( $3I_o$ ) igualmente en valor RMS y las tres tensiones en valores RMS. Sin embargo estos parámetros deben ser ingresados aplicando la técnica del escalamiento. La metodología del escalamiento es estudiada en varias literaturas [1], [12], [8] y [13] para el pre-procesamiento de señales analógicas de registros de osciloperturbografía. Este método, consiste fundamentalmente en escalar los valores de los patrones de entrada de tal manera que sean comparativamente similares [1].

Para el caso particular de este proyecto se adoptó un factor de escalamiento de 1000 para las corrientes y de  $230000/\sqrt{3}$  para valores de tensiones. Todo lo anterior se traduce en:

- ✖ Las tres corrientes de fase considerando sus unidades en amperios, deben ser divididas entre 1000.



- ✖ La corriente residual considerando sus unidades en amperios debe ser dividida entre 3000.
- ✖ Las tres tensiones de fase considerando sus unidades en voltios, debían ser divididas por  $230000/\sqrt{3}$ .

Debido a las consideraciones de unidades mencionadas, para que no existan errores de escalamiento es necesario determinar las unidades en las que vienen las señales desde los registros de falla para que en caso de que se encontraran en factores de kiloamperios (kA) o kilovoltios (kV), se hagan los ajustes del caso.

Una vez se ingresan los valores normalizados o escalados al módulo de detección de falla, este retorna un vector de salida de dimensión 4x1, donde los valores tomados por este vector representan alguna de las condiciones mostradas en la siguiente tabla:

S.S	Fan	Fbn	Fcn	Fab	Fabn	Fac	Facn	Fbc	Fbcn	Fabc	Fabcn
0	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1	1
0	0	1	0	1	1	0	0	1	1	1	1
0	0	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1
0	1	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1

**Tabla 4.** Vectores de salida del módulo de detección de falla

Los estados presentados en esta tabla representan un posible vector de salida el cual está relacionado con un estado de falla:

**S.S:** Estado estacionario

**Fan:** Falla monofásica a tierra de la fase A.



**Fab:** Falla bifásica aislada de las fases A y B.

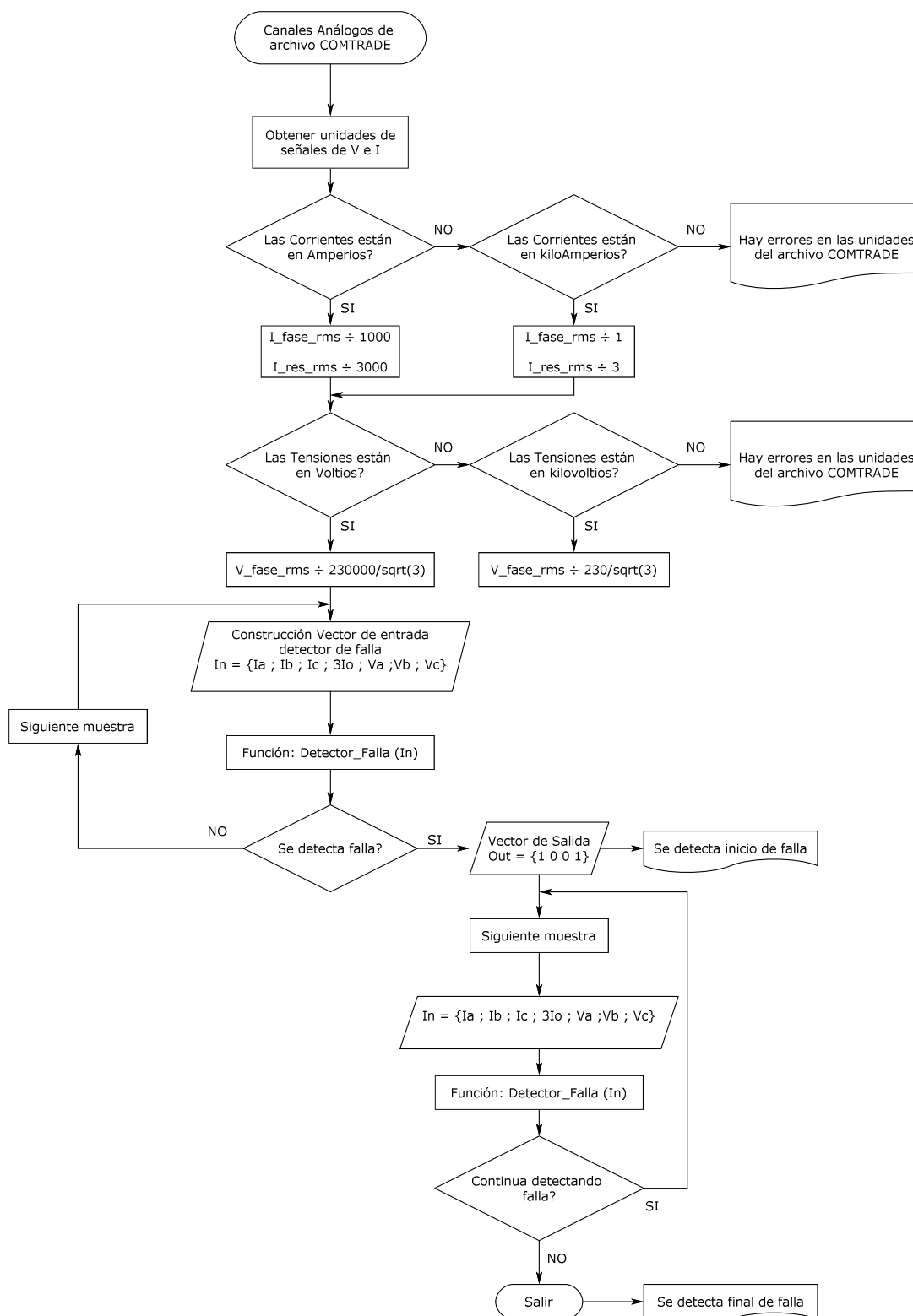
**Fabn:** Falla bifásica a tierra de las fases A y B.

**Fabc:** Falla Trifásico

**Fabcn:** Falla Trifásico a Tierra

Y así para cada fase, tal como se ilustra en la Tabla 4. El diagrama de flujo que ilustra la preparación de datos y las consideraciones de este algoritmo de detección de fallas se ilustran en la Figura 21.

Teniendo ya establecido un detector de instantes de falla, se puede comenzar ahora con el procesamiento de todos los registros faltantes. Sin embargo, con el propósito de observar el comportamiento de este módulo de detección de fallas una vez implementado para recorrer una cantidad considerable de registros de manera continua, se opta por realizar un primer experimento con algunos registros de fallas. Mediante este proceso se encontraron algunas condiciones necesarias para un adecuado funcionamiento del módulo.



**Figura 21.** Diagrama de flujo asociado al modulo de detección de falla



## 4.5 CONDICIONES PARA PROCESAMIENTO DE DATOS

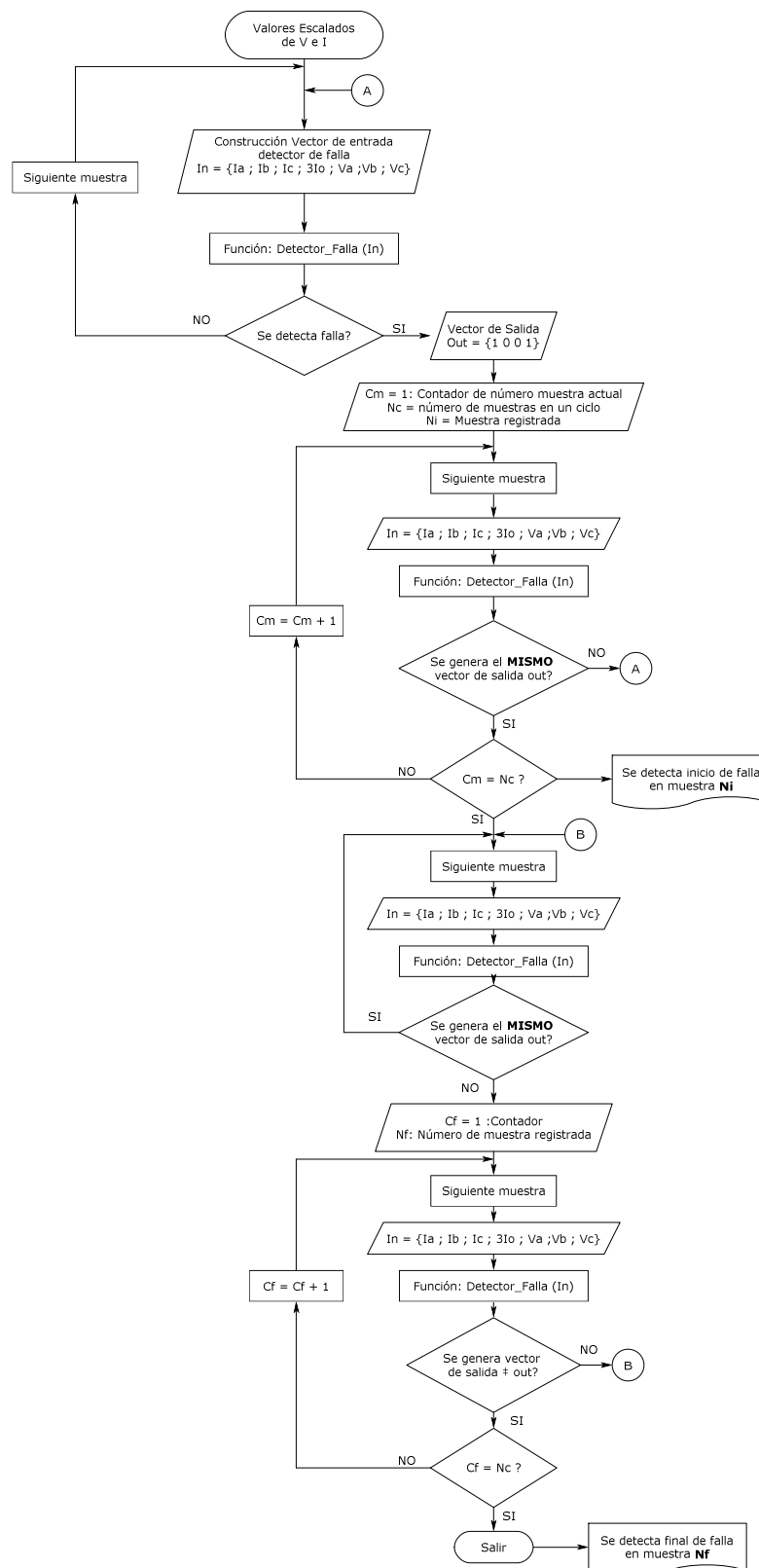
La implementación del algoritmo de detección de falla en varios registros osciloperturbográficos, dejó entrever algunas condiciones y restricciones que deben tenerse en cuenta para obtener resultados verdaderamente significativos y válidos para los intereses del proyecto.

Se establecen varias reglas buscando que el módulo de detección de falla opere correctamente y no genere resultados erróneos producto de una mala interpretación de valores de sus entradas que se pudieran originar debido a las características de la carga normal del sistema o a cualquier otra situación que el algoritmo confundiera con un estado de falla.

### 4.5.1 CONDICIÓN DE TIEMPO DE DURACIÓN DE LA FALLA DETECTADA

Entre las restricciones a tener en cuenta se establece que para validar la existencia de una perturbación en el registro analizado, una vez el algoritmo detecte alguna de las condiciones de falla establecidas en la Tabla 4, esta condición debe permanecer al menos por un ciclo completo de muestras sucesivas a partir del instante en que se ha detectado la falla. Es decir, si en la muestra **N** se encuentra una falla monofásica a tierra de la fase (segunda columna de la Tabla 4), las siguientes  $N_c$  muestras deben corresponder también con este estado de falla, siendo  $N_c$  el número de muestras en un ciclo completo. Si la condición anterior se cumple, entonces se establece que en el instante **N** se inicia una falla.

Para determinar el instante de finalización de la falla se procede de manera igual, es decir cuando se presenta el cambio de falla a estado normal del sistema, este nuevo estado de condición estable debe poseer al menos un ciclo completo de muestras en dicha la condición para que sea válido y se pueda reconocer como el instante de finalización del rango de falla.



**Figura 22.** Diagrama de flujo para la condición de duración de la falla detectada



Es necesario tener en cuenta que si en la muestra **N** se detecta una falla monofásica a tierra de la fase A y en la muestra **N+1**, cambia a cualquier otro tipo de falla, esta muestra no contaría como la muestra siguiente sucesiva para establecer un inicio de falla, sino que por el contrario, esta muestra **N+1**, pasaría a ser la primera muestra (**N**) para validar la falla encontrada en este instante. Es decir que para que un inicio de falla detectado sea validado como tal, todas las muestras del primer ciclo completo deben pertenecer al mismo tipo de falla.

Estas modificaciones se pueden apreciar en el diagrama de flujo de la Figura 22

#### **4.5.2 CONDICIÓN DE LA FALLA INICIAL**

Debido a la magnitud de los alcances para los que fue diseñado el módulo de detección de fallas, existen ciertas circunstancias en los registros de perturbaciones para los que no existe compatibilidad entre estos y las características de programación interna del módulo, cuando este intenta determinar un inicio o fin de falla. Dicha particularidad se presenta cuando el evento analizado contiene fallas evolutivas o algún otro tipo de fallas posteriores a la falla inicial, razón por la cual fue necesario encontrar la forma de procesar únicamente el primer rango de falla encontrado, pues para fallas posteriores, el módulo arroja resultados poco satisfactorios y alejados de la realidad, es decir detecta fallas cuando no las hay o viceversa.

Por lo mencionado anteriormente, una de las principales restricciones a tener en cuenta es que este módulo solo funciona adecuadamente para las fallas iniciales del registro es decir, no resulta útil para detectar fallas una vez que las protecciones han actuado. Lo anterior se refleja en el hecho de que una vez el registro evidencia la apertura de un polo o fase, las fallas posteriores a esa apertura no pueden ser detectadas por medio del módulo de detección de falla, ni por ningún otro método al que se tuviera acceso, por lo cual es necesario restringir la información a procesar y analizar sólo las fallas iniciales de los registros que presentan múltiples perturbaciones.





Aunque la restricción aquí mencionada involucra directamente a la información a procesar en los registros osciloperturbográficos, para la finalidad de este trabajo el hecho de que sólo se pueda analizar una falla por registro, no impacta ni afecta a los objetivos específicos del proyecto y por ende tampoco al general. Esto se debe a que no todos los registros analizados en este trabajo cuentan con más de un evento, y además el procesamiento de una sola falla sería suficiente para la caracterización de la misma y por ende del registro.

#### 4.5.3 CONDICIÓN DE POLO ABIERTO

Por las razones explicadas anteriormente, es claro que la información del registro que resulta útil para el desarrollo de este proyecto es la relacionada con la primera falla antes del disparo o acción de los equipos de interrupción. Debido a esto es necesario establecer para los registros, el momento en que se presenta una apertura del interruptor y establecer bajo qué circunstancias se puede considerar condición real de polo abierto en el registro osciloperturbográfico analizado, para procesar únicamente la información existente hasta este instante de tiempo.

De acuerdo con las consultas realizadas, la experiencia de los analistas expertos y las reglas básicas que ellos usan generalmente en los casos reales de análisis de fallas establecen que **el umbral para determinar si existe realmente una condición de polo abierto se debe fijar en 5 Amperios**, es decir que cualquier corriente debajo de este umbral permite considerar condición de polo abierto en el evento.

Una vez establecido este criterio es necesario saber en qué unidades están registradas las señales de corriente de los eventos, pues el umbral debe ser modificado dependiendo si las corrientes están en amperios o en kiloamperios. Para esto se hace uso del campo del archivo de configuración (.cfg) correspondiente a unidades de los canales del registro (campo 6 en la Figura 7).



Para evitar la generación de un error al momento de determinar la condición de polo abierto, se opta por acoger la misma condición utilizada para validar la detección del inicio o final de una falla: por lo menos un ciclo completo de muestras consecutivas debe permanecer bajo la misma condición establecida. Es decir que una vez se determine el primer valor por debajo del umbral definido, las muestras subsiguientes de corriente equivalentes a un ciclo completo deben estar bajo este mismo estado para realmente validar que se trata de un polo abierto y no sencillamente de un valor bajo de corriente por una circunstancia ajena a las protecciones del sistema.

El proceso de determinar la condición de polo abierto se realiza de tal forma que se considera un análisis por bahías, donde se considera una bahía al conjunto de corrientes y tensiones que pertenecen a una subestación específica. Por ejemplo en el caso del evento prototipo - Figura 15 - existen dos bahías: SUB\_B y SUB\_C. Para el procesamiento de la información se determina cuál de las bahías es la que presenta tal condición o si definitivamente ninguna la presenta. Cabe señalar que un registro osciloperturbográfico solo una de las bahía (en los casos donde existe más de una) puede presentar condición de polo abierto.

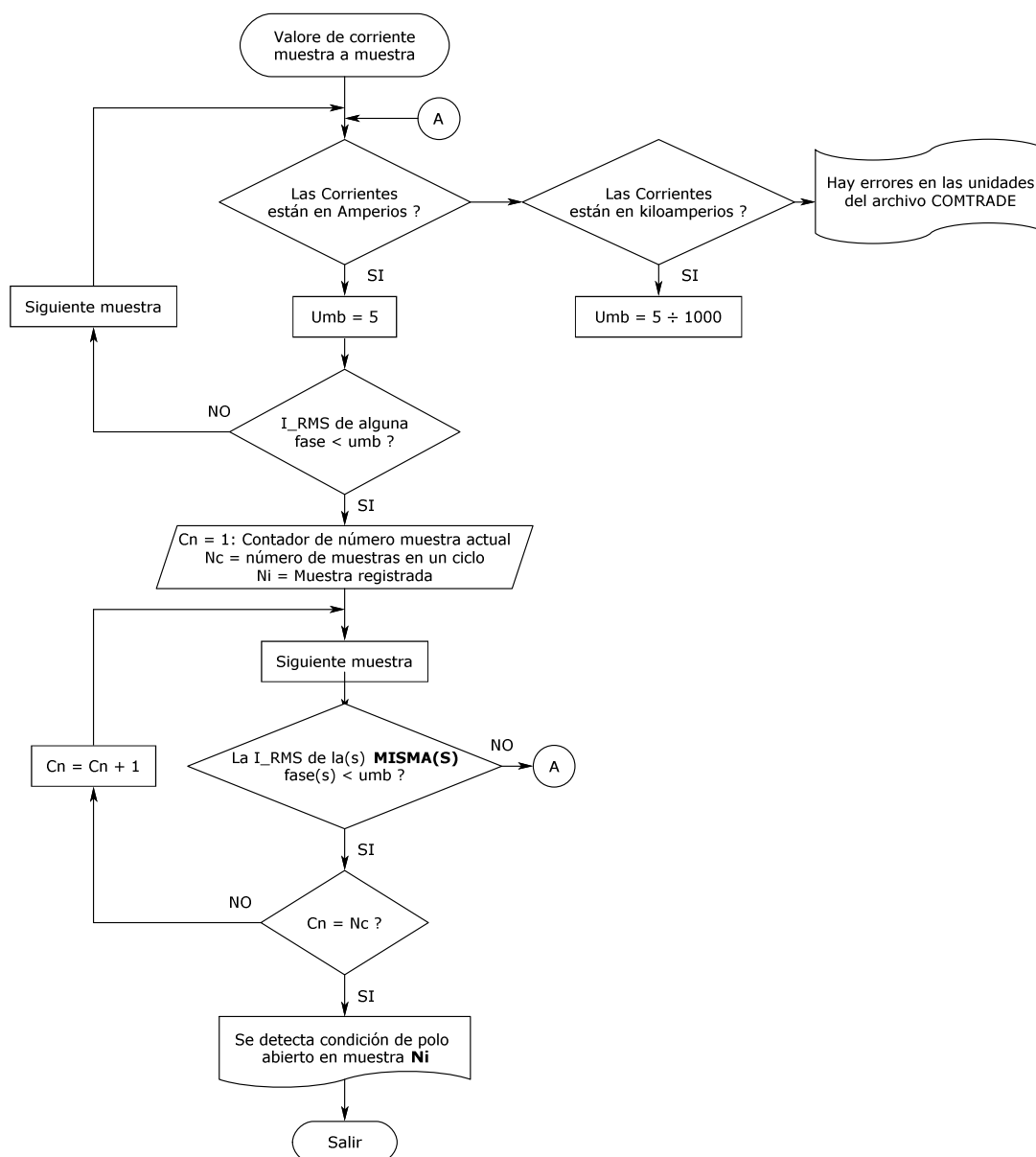
El diagrama de flujo que ilustra el algoritmo de detección de polo abierto se muestra en la Figura 23

#### **4.5.4 RESTRICCIÓN DE LA INFORMACIÓN PROCESADA**

Esta sección del trabajo abarca uno de los temas más importantes dentro del procesamiento de la información utilizada para el proyecto pues hace referencia al análisis que se lleva a cabo para determinar cuáles de los cerca de nueve mil archivos de registros osciloperturbográficos que inicialmente se tienen para procesar poseen datos realmente válidos que aporten a la finalidad del trabajo. Muchos son los factores que influyen para que toda la información



sea limitada a la que específicamente resulta útil para los análisis posteriores buscando siempre apuntar al objetivo general del proyecto.



**Figura 23.** Diagrama de flujo para la verificar la condición de polo abierto

La primera característica que deben poseer los registros para ser válidos para el posterior procesamiento, es que deben poseer canales análogos para ser analizados. Es decir que si en el campo 3 del archivo de configuración *.cfg*



(Figura 7) no aparece ningún canal análogo, el registro se descarta inmediatamente, pues no posee información útil.

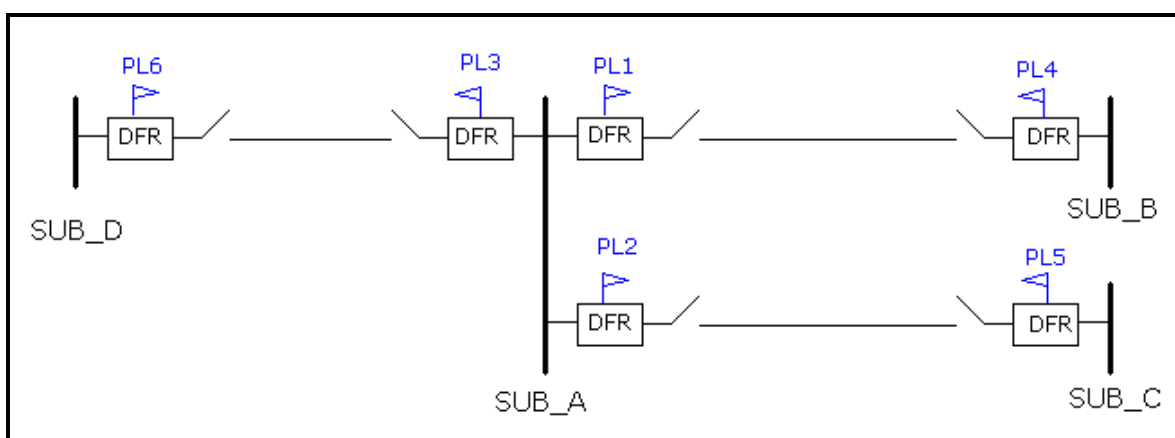
Teniendo presente las observaciones realizadas referentes a la condición de polo abierto, es necesario mencionar que algunos registros de perturbaciones son continuación de uno anterior en el cual se presenta la condición de polo abierto, es decir son registros donde desde las primeras muestras se presentan magnitudes de corrientes por debajo del umbral establecido. Debido a las restricciones impuestas por la condición de polo abierto, aquellos registros que presenten esta característica en sus primeras muestras en cualquiera de sus bahías, no son tenidos en cuenta para el procesamiento final de información que dará lugar a la creación de los vectores característicos, pues no poseen información útil que pueda ser extraída para realizar análisis posteriores. En otras palabras, todos los registros que posean de entrada un polo abierto en alguna de sus líneas fueron descartados.

Existen otros casos donde los archivos procesados no presentan falla antes del disparo, es decir el módulo de detección de falla por alguna razón no alcanza a revelar una condición de anomalía antes de que se abra algún el polo por operación de las protecciones, por lo cual no existe un rango de falla que pueda ser procesado. Debido a que la condición de polo abierto estipula que la información posterior a una apertura de polos no posee validez, los registros a los que no se les alcanza a determinar un rango de falla antes de determine esta condición, no resultan útiles para la construcción del vector final. Esta condición particular se puede presentar entre otras razones, porque no alcanza a existir un ciclo completo en la condición de falla antes de que el polo abra, impidiendo así que se pueda determinar un instante de inicio de la falla a la vez que hace imposible el procesamiento de la información. Todos los registros que presenten esta característica son descartados.



#### 4.5.4.1 Direccionalidad de la falla

Siguiendo los objetivos finales de este proyecto enfocado a mejorar la oportunidad en la identificación de la causa de la falla, el vector de características construido al final del mismo debe poseer información sólo de las subestaciones y bahías de línea en las que realmente ocurra una falla, para lo cual es necesario mediante la información del registro determinar que la anomalía detectada en una de las líneas de éste corresponda justamente a una falla en la bahía asociada y no a un efecto causado por una perturbación externa que alcanza a tener impacto sobre la línea analizada. Para entender mejor esta condición, se pone como ejemplo una configuración como la ilustrada en la siguiente figura:



**Figura 24.** Direccionalidad de las protecciones asociadas a las líneas de transmisión

En el ejemplo ilustrado en la Figura 24 se aprecian las protecciones de línea (PL) asociadas a las subestaciones mostradas. Cada protección tiene asociada una direccionalidad, así la PL1 tiene asociado el tramo desde la SUB\_A hacia la SUB\_B, la PL2 desde la SUB\_A hacia la SUB\_C y la PL3 hacia la SUB\_D. Y así respectivamente para las demás protecciones de línea. Es claro entonces que por ejemplo la PL1 en ningún momento está involucrada con el tramo que va desde la SUB\_A hacia la SUB\_D o hacia la SUB\_B, igualmente ocurre con el registrador de fallas (DFR) asociado.



La direccionalidad de la falla se refiere en este caso a que una vez detectada una falla en el registrador de fallas de la PL1, se debe verificar y validar que la perturbación ocurre en el tramo que va desde la SUB\_A hacia la SUB\_B y que la bahía a la que corresponde la falla es la SUB\_B del DFR de la PL1. En este caso se trata de una falla “*hacia adelante*” de la PL1.

El caso erróneo sería un validar un registro suministrado por el DFR de la PL3 al que se le detecta una supuesta falla en el tramo SUB\_A – SUB\_D, pero que en realidad corresponde a un efecto causado por la perturbación que se registra entre la SUB\_A y la SUB\_B, en cuyo caso se trataría de una falla “*hacia atrás*” de la PL3.

Para validar entonces la detección de una falla correspondiente a una bahía en un registro de perturbaciones, dos condiciones deben satisfacerse:

1. Debe existir condición de polo abierto en el registro asociado a la bahía que presenta la supuesta falla.
2. La direccionalidad de la falla detectada debe ser “hacia adelante”

Las razones de la primera condición radican en que la condición de polo abierto implica el disparo de un equipo de interrupción asociado a la bahía. Si no se presenta esta condición, implica que la falla ocurrió sobre otra línea o bahía. Por esto, **todos los registros que no posean polo abierto en ninguna de sus bahías son descartados** previo al procesamiento de los registros que dan lugar a la construcción del vector característico, pues se hace obvio que en ninguna de estos ocurre en efecto una falla.

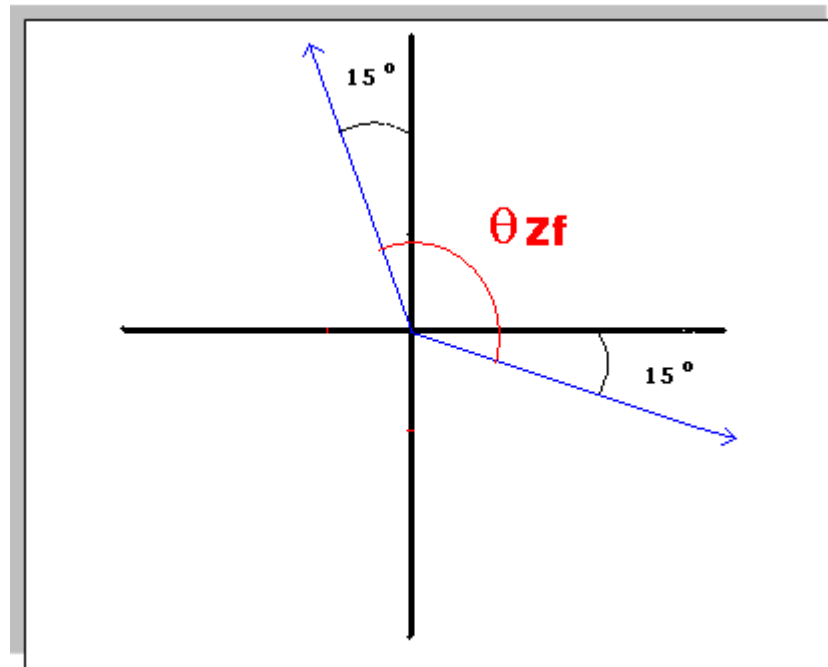
Respecto a la segunda condición, es necesario utilizar el concepto que rige a muchos tipos de relés<sup>11</sup> para determinar si una falla es para adelante o para

---

<sup>11</sup> Concepto utilizado por los analistas de ISA en lo que respecta a configuración y parametrización de los relés asociados a las protecciones de las líneas



atrás. Esto se hace de acuerdo al ángulo de la impedancia, que para este caso específico corresponde a la diferencia entre los ángulos de la tensión promedio RMS y la corriente promedio RMS.



**Figura 25.** Rango establecido para determinar fallas hacia adelante

Como se ilustra en la Figura 25, el ángulo de la impedancia calculada debe estar en el rango mostrado, es decir debe ser menor que  $+105^\circ$  y mayor que  $-15^\circ$  para considerar una falla hacia adelante. Sin embargo existen ciertos detalles a tener en cuenta:

Cuando se trata de una falla monofásica a tierra basta con que el ángulo de la impedancia esté en este rango (la diferencia entre el ángulo de la tensión RMS promedio y el ángulo de la corriente RMS promedio) sin embargo, cuando se trata de fallas bifásicas bien sea aisladas ó a tierra, cualquiera de las siguientes condiciones que se cumpla es suficiente para que se considere como falla hacia adelante:



- ✓ Los diferencia entre los ángulos de cada una las tensiones promedio y los correspondientes ángulos de cada una las corrientes promedio de ambas fases están todos dentro del rango establecido
- ✓ Se calculan los fasores correspondientes a tensiones fase-fase y corrientes fase-fase (tensiones y corrientes de línea) entre las fases afectadas y se calcula la diferencia entre los ángulos del fasor de tensión y el de corriente calculado; si este ángulo de impedancia se encuentra dentro del rango establecido, se considera que la falla es hacia delante.

Lo anterior es debido a que en ocasiones es más sensible al ángulo de impedancia calculado entre fases que el cálculo que simplemente se hace por fases individuales. Si se considera sólo la primera forma del cálculo del ángulo de la impedancia, existirían muchos casos en los que los registros serían descartados pues el ángulo de fase indicaría falla hacia atrás cuando en realidad al realizar el cálculo fase-fase, se llega a la conclusión que en efecto la falla es hacia delante y el registro osciloperturbográfico resulta útil para el análisis final de procesamiento de información.

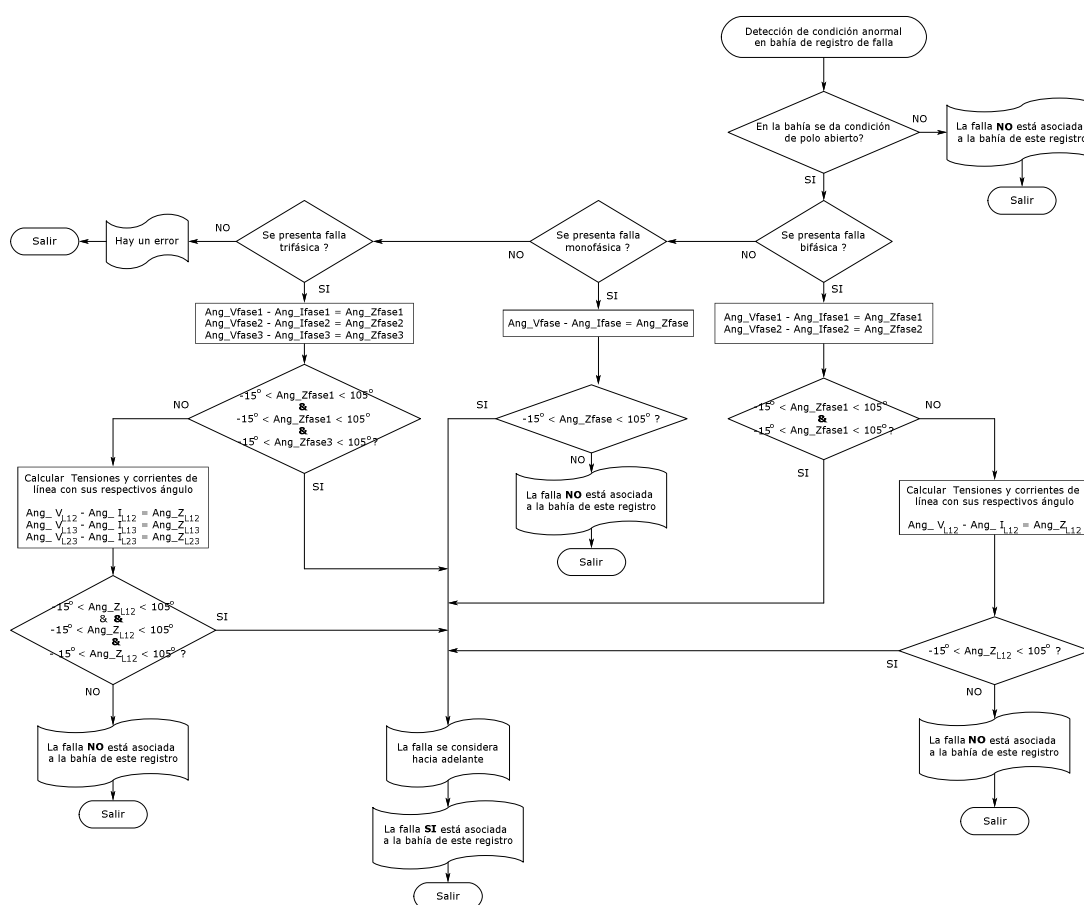
Cuando se trata de una falla trifásica se hace el mismo análisis que en caso de la bifásica pero para todas las combinaciones de fases, es decir se considera falla hacia delante si cualquiera de las siguientes condiciones se cumple:

- ✓ Las diferencias entre los ángulos de cada una las tensiones promedio y los correspondientes ángulos de cada una de las corrientes promedio por fase se encuentran todas en el rango establecido
- ✓ Se calculan los tres fasores de tensión fase-fase y corriente fase-fase correspondientes a las tres combinaciones posibles entre las fases (a y b; a y c; b y c), y se calculan los ángulos de las impedancias para cada una de estas combinaciones; si las tres están dentro del rango establecido se considera falla hacia delante.



De acuerdo a la anterior, cualquier registro cuyas bahías no cumplan con las condiciones establecidas para determinar una falla hacia adelante no es útil y por lo tanto es desechado.

En la Figura 26 se ilustra el diagrama de flujo que corresponde al algoritmo para validar la direccionalidad de la falla. Es necesario mencionar que en este diagrama la condición de polo abierto se valida de acuerdo al diagrama de flujo de la Figura 23.



**Figura 26.** Diagrama de flujo para ilustrar el algoritmo de direccionalidad de la falla

#### 4.5.4.2 Campo de bahía de línea en el archivo de configuración

Otra forma en la que se acotó la información a utilizar, tiene que ver con las etiquetas de las bahías presentes en los registros COMTRADE específicamente



en los archivos *.cfg* (campo 5 en la Figura 7). Debido a que en este proyecto se utiliza únicamente información correspondiente a las bahías de línea, toda etiqueta que no cumpla con esta característica, no es tomada en cuenta. En los archivos *.cfg* procesados existen muchos registros cuyas etiquetas de bahías no poseen ni una sola que corresponda a líneas de transmisión sino que el archivo hace referencia a otros campos (transformadores, bancos de compensación, entre otros). Este tipo de información no resulta útil para el alcance del proyecto y por lo tanto estos registros no son analizados o procesados en las etapas siguientes.

Con el fin de saber cuáles etiquetas correspondían a bahías de línea y cuáles no, a través del procesamiento de los registros se establecen ciertos nombres como los más comunes entre las etiquetas que no son útiles y por tanto deben ser descartadas, pues hacían referencia a otros campos. Dichas etiquetas se relacionan a continuación:

Reserva	TRF
VAR	TRAF
ATR	Libre
TRA	1H
A1, A2....A45	Delta
RMS	TP245
REA	CMQ4, CMQ3
UNIDAD	CM4,CM3
3io-230kV	LINEA 8, LN831
BAR1 VOLT, BAR2 VOLT	BCP
BARRA	Banco
BJE	Compensación
OXY	ACPL
Reserva	ACOPLE

**Tabla 5.** Etiquetas descartadas para el procesamiento de datos



#### 4.5.4.3 Campos faltantes del archivo de configuración

Existen registros que solo poseen una o dos fases (una o dos señales) correspondientes a las tensiones o corrientes; este tipo de archivos no pueden ser procesados pues todos los registros analizados corresponden a líneas trifásicas y no es posible realizar los cálculos de todos los parámetros previamente establecidos pues para esto es necesario tener en cuenta las tres fases. Además resulta imposible determinar tensiones o corrientes residuales. Así, todos los archivos que presenten este tipo de problemas son descartados del proceso final.

De igual manera existen registros donde las señales correspondientes a una bahía presentan únicamente los campos asociados a las corrientes y no los de tensiones o viceversa. Este tipo de registros al igual que en el caso anterior no pueden ser procesados pues no es posible extraer todas las características mencionadas debido a que se necesitan tanto las corrientes como las tensiones para formar el vector característico. Debido a esto, todos los registros que posean esta particularidad no pueden ser tenidos en cuenta.

Existen además registros en los cuales los campos asociados a las bahías poseen más de las señales necesarios, es decir poseen campos asociados a desfases de ángulos entre las diferentes fases, sumatorias de tensiones o corrientes y otros tipos de cálculos que no representan ningún tipo de utilidad para la finalidad del proyecto. Todos los campos que correspondan a estas características son eliminados del archivo de configuración (.cfg) y de datos (.dat) respectivos. De esta manera el procesamiento de registros se hace de tal manera que se analizan únicamente los campos correspondientes con las tensiones y corrientes de las bahías de línea.

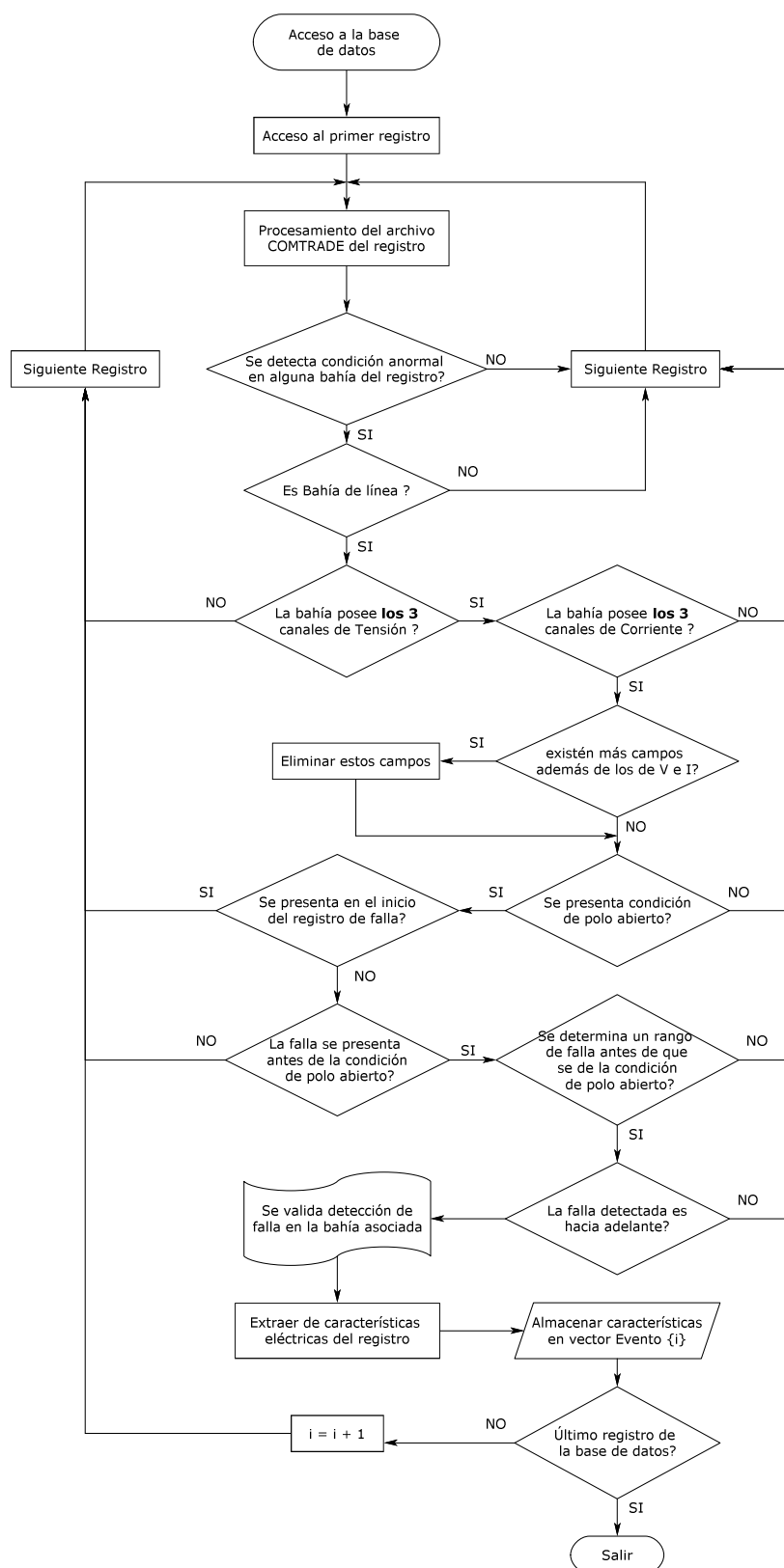
Para resumir esta sección, se puede mencionar que los registros utilizados en los análisis finales y en la construcción del vector característico final deben poseer información validada completamente útil para el objetivo del trabajo, es



decir que aquellos registros de los cuales se van a extraer las características eléctricas establecidas previamente según la Tabla 3, deben cumplir con las siguientes condiciones:

- Presentar condición de polo abierto en alguna de sus bahías.
- La falla o fallas analizadas deben corresponder a la primera contenida en el registro osciloperturbográfico, es decir antes de que operen los equipos de interrupción asociados.
- El modulo de detección de falla debe encontrar al menos un rango de análisis antes de la apertura del polo.
- Se determina que la direccionalidad de la falla detectada es “hacia delante” de acuerdo a los criterios mencionados.
- Deben tener al menos una bahía de línea para analizar.
- No deben presentar condición de polo abierto en el inicio del registro (disparos de equipos de interrupción en las primeras muestras)

En la Figura 27 se ilustra el diagrama de flujo con las condiciones necesarias para el procesamiento de un registro de perturbaciones.



**Figura 27.** Diagrama de flujo para ilustrar las condiciones necesarias para el procesamiento de un registro de osciloperturbografía



Cualquier registro que no cumpla con alguna de las condiciones mencionadas debe ser inmediatamente descartado. Debido a la gran cantidad de filtros mencionados por los que deben pasar los registros a analizar para ser procesados, de los más de nueve mil archivos inicialmente dispuestos para procesamiento, sólo 3106 cumplen satisfactoriamente con todas las condiciones establecidas. Aunque este número corresponde tan solo al 34,5% del total de registros aproximadamente, se podía asegurar que los registros que hacen parte de este porcentaje que se puede procesar, posee la información que verdaderamente aportará al objetivo de este trabajo. Esta cantidad de registros es considerada suficiente para poder encontrar el vector característico que permita la mejora en la oportunidad de identificación de la falla.

Aunque son 3106 los archivos encontrados útiles, en realidad los casos totales que terminan aportando para el procesamiento final ascienden a un valor de **3556** eventos, pues en muchas ocasiones se alcanzan a detectar dos y hasta tres rangos de falla antes de que ocurra un disparo del polo para el mismo registro. En otros casos se presenta en un mismo registro, perturbaciones en dos bahías a la vez, lo que obviamente incrementa el número de casos con información útil.

## **4.6 CONSTRUCCIÓN DEL VECTOR CARACTERÍSTICO**

Una vez listos todos los modelos que permiten recorrer los cerca de nueve mil archivos existentes en la base de datos estructurada, y teniendo completamente definidas las restricciones tomadas en cuenta para acotar la información utilizada para la construcción del vector característico, se procede a implementar de manera automática los módulos creados en cada uno de los registros, sabiendo que los programas ejecutados descartarán bien sea los registros o la información no validada, de acuerdo a los parámetros definidos en las secciones anteriores.



A todos los registros con información útil se les realiza la extracción de características eléctricas, las cuales son almacenadas en un variable creada en Matlab que corresponde a un tipo denominado estructura (structure) soportado por este programa. Toda la información correspondiente al registro analizado, como nombres de la subestación origen, nombre de la bahía que presenta la falla y las características eléctricas, es registrada en los diferentes campos de esta variable. La dimensión de esta variable coincide con el número de archivos útiles encontrados (3106), donde cada uno representa un elemento de esta variable.

#### 4.6.1 CAMPOS DEL VECTOR CARACTERÍSTICO

Cada ítem de esta variable equivale a un elemento del vector característico que representa el resultado final del procesamiento de información de los registros osciloperturbográficos y sus archivos COMTRADE. Un solo elemento de la estructura mencionada, posee los siguientes campos:

```
>> Evento.subestacion(120)
ans =
    subestacion: {'NOMBRE_SUB'}
    Causa_real: 'Descarga Atmosférica'
    Causa_Elec: 'Cortocircuito Fase Tierra'
    bahia: [1x4 struct]
    num: 389
    (a)

>> Evento.subestacion(120).bahia
ans =
    1x4 struct array with fields:
        bahia
        falla
    (b)

>> Evento.subestacion(120).bahia(4)
ans =
    bahia: {'3BA'}
    falla: [1x1 struct]
    (c)

>> Evento.subestacion(120).bahia(4).falla
ans =
    falla: 1
    fase_falla: {'Fase A a Tierra'}
    faseA: [1x1 struct]
    faseB: [1x1 struct]
    faseC: [1x1 struct]
    Tension_Res_rms_kV: 46.9184
    Corriente_Res_rms_A: 2.1655e+003
    Angulo_Tension_Res_deg: -167.1270
    Angulo_Corr_Res_deg: -69.3444
    (d)

>> Evento.subestacion(120).bahia(4).falla.faseA
ans =
    Tension_rms_kV: 59.1845
    Angulo_Ten_deg: -0.1652
    delta1_Ten_kV: 58.9063
    delta2_Ten_: 0.4969
    Corriente_rms_A: 1.8768e+003
    Angulo_Corr_deg: -69.9619
    delta1_Corr_A: 1.6808e+003
    delta2_Corr: 4.7633
    (e)
```

**Figura 28.** Campos de la variable donde se almacena el vector característico



En la Figura 28 se muestra la forma como está estructurado el vector característico final, y se muestra para el caso de un elemento en particular, el 120. A la variable en Matlab o mejor al vector característico se le asignó el nombre de **Evento**. Para obtener los datos de cada campo de un elemento de este vector, se debe llamar a partir del nombre del campo precedente y el nombre del campo a consultar, separados por un punto (.). Este vector contiene varios campos y subcampos como los ilustrados en la Figura 28:

#### 4.6.1.1 Subestructura Subestacion

A este campo se accede a través de la estructura `Evento.subestacion(num_elem)`, donde *num\_elem* corresponde al número que tiene el evento dentro del vector característico, es decir el lugar que ocupa dentro de los 3106 registros procesados.

En la Figura 28 (a) se aprecian las características correspondientes a este campo entre las cuales se encuentran el subcampo *subestación* donde aparece el nombre de la subestación de origen a la cual pertenece el registro. El subcampo *Causa\_real* en la cual se menciona la causa que originó la perturbación, para este caso corresponde a descarga atmosférica. El campo *Causa\_Elec* que enuncia la causa eléctrica ó mejor el tipo de falla y que en esta ocasión se asocia a un cortocircuito fase tierra. El campo *num* que corresponde al número asignado al registro en la base de datos existente, es decir el lugar que ocupa entre los cerca de 9000 archivos analizados y que corresponde a 389 en este caso; el campo *bahía* se analiza a continuación.

#### 4.6.1.2 Subestructura bahia

El campo bahía es una subestructura donde están contenidas todas las bahías de línea asociadas al registro y su configuración se muestra en la





Figura 28 (b). El acceso a este campo se da a través de `Evento.subestacion(num_elem).bahia`.

Este campo posee dos campos llamados bahía y falla respectivamente. El primero tiene asociado el nombre de las bahías y el segundo la información específica de la falla de la bahía respectiva. En la figura se visualiza un tamaño de 1x4 que indica que existen 4 bahías en el registro. Para visualizar la información de alguno de estos dos campos, es necesario escoger uno de las 4 bahías, Esto se hace indicando en la estructura el número de la bahía que se quiere consultar, es decir `Evento.subestacion(num_elem).bahia.(num_bh)`, donde num\_bh corresponde al número de la bahía de línea, que para este caso puede variar entre 1 y 4. Para un caso específico, como el ilustrado en la Figura 28 (c), el campo *bahía* corresponde al nombre de la bahía seleccionada SBA (subestación A) y el campo *falla* corresponde a una subestructura.

#### 4.6.1.3 Subestructura falla

Como se había establecido previamente, de las 4 bahías solo una debe tener asociada la perturbación a la que hace referencia el registro. La bahía que cumple con las condiciones requeridas para validar la existencia de una falla es la número 4. Esto quiere decir que la subestructura *falla* solo posee información para esta bahía; para las demás este campo solo corresponde a un vector vacío.

Para acceder a la información almacenada en la subestructura *falla* para una bahía en particular, se debe ejecutar la siguiente orden `Evento.subestacion(num_elem).bahia.(num_bh).falla`. Los campos asociados se discriminan en la Figura 28 (d). Existen para esta subestructura varios campos: *falla* que corresponde al número de falla, y aplica a los registros que presentan varias perturbaciones antes que se presente la condición de apertura de polo. *Fase\_falla* que hace referencia a la fase fallada, en este caso la fase A. *Tension\_Res\_rms\_kV* que ilustra la tensión residual en kilovoltios



calculada para esta falla. *Corriente\_Res\_rms\_A* que hace referencia a la corriente residual en amperios de la falla. *Angulo\_Tension\_Res\_deg* y *Angulo\_Corr\_Res\_deg* que corresponden a los ángulos en grados [°] de las tensiones y corrientes residuales respectivamente. Adicionalmente existen 3 subestructuras que corresponden a cada una de las fases, donde cada una contiene la información asociada a la falla.

#### 4.6.1.4 Subestructura fase

Para acceder a la subestructura de cada fase, es necesario hacerlo poniendo el nombre de la fase que se quiere consultar, esto es `Evento.subestacion(num_elem).bahia.(num_bh).falla.faseA`, de esta manera se obtendría la información para la fase A, y se hace de idéntica forma para las fases B y C. Los campos que contiene esta subestructura se ilustran en la Figura 28 (e). El campo *Tension\_rms\_kV* corresponde a la tensión promedio RMS en kilovoltios calculada para el rango de falla establecido. El campo *Angulo\_Ten\_deg* está asociado al ángulo promedio en grados [°] de esta tensión RMS. El campo *delta1\_Ten\_kV* corresponde al delta de tensión asociado al rango de falla calculado por el método de cantidades superimpuestas. El campo *delta2\_Ten\_* corresponde al delta de tensión calculado por la comparación de promedios ( $V_{falla}/V_{ss}$ ), razón por la cual no posee unidades. *Corriente\_rms\_A* es el campo que ilustra la corriente promedio RMS en amperios calculada para el rango de falla establecido, y el ángulo promedio en grados [°] asociado a esta corriente se muestra en el campo *Angulo\_Corr\_deg*. Los campos *delta1\_Corr\_A* y *delta2\_Corr* representan los deltas de corriente asociados al rango de falla calculados con los métodos de cantidades superimpuestas y comparación de promedios respectivamente.

Cada elemento del vector característico final posee la misma estructura y forma que la mostrada en la Figura 28.



Para acceder a esta variable basta con utilizar la función *load* de Matlab y llamar la variable Evento, una vez ésta sea almacenada en directorio actual (current directory) sobre el cual este trabajando el programa. En la estructura Evento, en el campo de *subestación* se encuentran almacenados los 3106 elementos.

Una vez terminada en su totalidad la construcción del vector característico final, se procede a la visualización de los 3556 eventos procesados, la cual se realiza obedeciendo a la estructura mostrada en la Figura 29. Posteriormente se procede a exportarlos a un documento de Word, en donde se pueden observar todo los casos con sus respectivas características:

```
1917 6365: D:\Perturbaciones\Registros Organizados\2005\Cortocircuito Fase Tierra\No Establecida -
Categoria Causa\XXXX2005\XXXX2005.cfg

SUBESTACION A

SBC

Falla: 1

Causa Real: No Establecida - Categoria Causa

Fase Fallada: Fase B a Tierra

Fase A:
Tension rms [kV]: 132.786109 Corriente rms [A]: 172.685790
Angulo Tension [deg]: -0.014223 Angulo Corriente [deg]: 161.836285
Delta 1 (C.S.I) [kV]: 2.496942 Delta 1 (C.S.I) [A]: 6.498052
Delta 2 (Vfall/Vss): 0.987651 Delta 2 (Vfall/Vss): 0.972831

Fase B:
Tension rms [kV]: 101.727411 Corriente rms [A]: 1046.732697
Angulo Tension [deg]: -121.959722 Angulo Corriente [deg]: 160.183345
Delta 1 (C.S.I) [kV]: 18.593986 Delta 1 (C.S.I) [A]: 1058.335386
Delta 2 (Vfall/Vss): 0.784946 Delta 2 (Vfall/Vss): 3.282189

Fase C:
Tension rms [kV]: 132.660645 Corriente rms [A]: 191.542263
Angulo Tension [deg]: 121.271014 Angulo Corriente [deg]: -63.678835
Delta 1 (C.S.I) [kV]: 1.397391 Delta 1 (C.S.I) [A]: 11.928224
Delta 2 (Vfall/Vss): 0.987505 Delta 2 (Vfall/Vss): 1.026308

Tension Residual [kV]:28.864439 Corriente Residual [A]: 1089.810758
Angulo Ten. Res [deg]:69.565728 Angulo Corr. Res [deg]: 167.448416
```

**Figura 29.** Visualización final de la información asociada a un evento del vector característico creado



En la Figura 29, en la parte superior se pueden observar dos números, el primero (1917) corresponde al número asignado a la posición dentro del vector característico (Evento.subestacion(1917)). El segundo (6365) equivale al número que posee este registro dentro de la base de datos existente de la cual se procesaron los registros. Seguido a este número se encuentra la ubicación específica de este archivo y su nombre.

Como se observa igualmente en la figura aparece el nombre de la subestación origen (*SUBESTACION A*<sup>12</sup>) así como la abreviatura de tres letras correspondiente a la bahía donde ocurre la falla (SBC<sup>13</sup>). Aparece el número de falla que ocurre (1), la causa real de la falla de acuerdo a la clasificación del SIGO y la fase fallada determinada mediante el módulo de detección de falla. En cuanto a las características eléctricas que se muestran, se observa que se encuentran todas las mencionadas en la Tabla 3 para cada una de las fases.

---

<sup>12</sup> El nombre de la subestación fue cambiado debido a políticas de confidencialidad de ISA

<sup>13</sup> El nombre de la bahía de línea fue cambiado debido a políticas de confidencialidad de ISA



## CAPITULO 5

### ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN ALMACENADA

Una vez completo el vector característico final, se puede realizar un análisis de la información recopilada en éste.

Como se ha estipulado desde el principio, entre los objetivos del proyecto se encuentra un trabajo de análisis estadístico del vector característico, clasificando la información procesada de acuerdo al tipo de falla.

#### 5.1 ANÁLISIS POR CAUSA DE LA FALLA

De acuerdo a la información obtenida en los registros de osciloperturbografía procesados se encontraron 24 causas de falla las cuales se relacionan a continuación:

No	Causa de la Falla	Numero Total de Casos	Porcentaje
1	Acercamiento entre Conductores	3	0.084%
2	Alta Vegetación	132	3.712%
3	AMI – Atentado Aislador	9	0.253%
4	AMI – Atentado Conductor o Cable	2	0.056%
5	AMI – Atentado Torre de Emergencia	2	0.056%
6	AMI – Atentado Torre Definitiva	932	26.209%
7	AMI – Otros	3	0.084%
8	Caída de Arbol por Actividades de Terceros	6	0.169%
9	Cruce Conductores Multicircuito	23	0.647%
10	Cruce de Conductores	4	0.112%
11	Daño en Conductor – Puente abierto	11	0.309%



<b>12</b>	Daño en Conector	1	0.028%
<b>13</b>	Descarga Atmosférica	1012	28.459%
<b>14</b>	Falla – Defecto Equipo	5	0.141%
<b>15</b>	Inestabilidad del Terreno	2	0.056%
<b>16</b>	Lluvia Torrencial	6	0.169%
<b>17</b>	No Establecida - Categoría causa	1277	35.911%
<b>18</b>	Objetos Extraños	18	0.506%
<b>19</b>	Otros – Equipos, Accesorios e Instalaciones de Potencia	2	0.056%
<b>20</b>	Polución o Contaminación Ambiental	1	0.028%
<b>21</b>	Pruebas de Fallas en Vivo	1	0.028%
<b>22</b>	Quema o Fuego bajo la línea	86	2.418%
<b>23</b>	Rompimiento o Desconexión	6	0.169%
<b>24</b>	Vendaval	12	0.337%
	<b>Total</b>	<b>3556</b>	<b>100.00%</b>

**Tabla 6.** Causas de las fallas y el número total de casos asignados a cada una

En esta tabla se relaciona cada tipo de falla encontrado y los casos de cada uno entre los 3556 eventos analizados. Igualmente se establece el porcentaje que cada tipo de falla cubre sobre el porcentaje total de tipo de fallas.

Para realizar esta clasificación se extrae la información del vector o la estructura *Evento* creada en Matlab y se exporta a varios archivos de Excel mediante rutinas creadas en Matlab que identifican el tipo de falla asociado al evento procesado y agrupan la información correspondiente en una hoja de cálculo nombrada con el tipo de falla. De esta manera se crean 24 hojas de cálculo correspondientes a los 24 tipos de falla de la Tabla 6. En cualquiera de ellos se observan varias hojas nombradas con *falla* y un número que varía



entre uno y once. Esta nomenclatura obedece a la Tabla 7 que relaciona estos nombres con la fase fallada:

Nombre Asignado	Fase Equivalente
Falla1	Fase A a Tierra
Falla2	Fase B a Tierra
Falla3	Fase C a Tierra
Falla4	Fase A y Fase B Aisladas
Falla5	Fase A y Fase C Aisladas
Falla6	Fase B y Fase C Aisladas
Falla7	Fase A y Fase B a Tierra
Falla8	Fase A y Fase C a Tierra
Falla9	Fase B y Fase C a Tierra
Falla10	Fallo Trifásico Aislado
Falla11	Fallo Trifásico a Tierra

**Tabla 7.** Nombre asignado a cada fase fallada en el análisis estadístico

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	VA	$\theta_{VA}$	$\delta 1_{VA}$ (C.S.I)	$\delta 2_{VA}$	IA	$\theta_{IA}$	$\delta 1_{IA}$ (C.S.I)	$\delta 2_{IA}$	VB	$\theta_{VB}$	$\delta 1_{VB}$ (C.S.I)	$\delta 2_{VB}$
2	[kV]	[deg]	[kV]	(Vf/Vss)	[A]	[deg]	[A]	(If/Iss)	[kV]	[deg]	[kV]	(Vf/Vss)
3	133.1489	0.0562	1.5639	0.9970	250.2957	4.2877	23.7067	1.2871	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4	133.1408	0.0525	1.7116	0.9971	248.9040	3.8450	41.1532	1.2623	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
5	133.0744	0.0529	1.7345	0.9967	270.7582	2.5499	22.6675	1.3512	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
6	112.8877	-0.1329	25.2740	0.8626	565.0200	-28.9862	561.6756	2.7838	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
7	125.4096	-0.1410	14.2840	4.6217	538.9161	-14.8953	322.2068	6.4685	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
8	124.7427	-0.0801	4.3983	0.9115	684.0761	-35.3705	171.0144	4.1160	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
9	120.2270	0.0000	10.5999	0.9102	722.3059	-39.4082	179.4415	2.1353	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
10	121.3261	0.0000	3.8710	0.9243	648.7461	-45.3760	54.3340	1.5317	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
11	120.2270	0.0000	10.5999	0.9102	722.3059	-39.4082	179.4415	2.1353	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
12	116.7272	0.0000	23.0531	0.8732	1094.2497	-30.0366	525.8557	2.6220	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
13	116.7272	0.0000	23.0531	0.8732	1094.2497	-30.0366	525.8557	2.6220	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
14	108.6775	-0.2757	141.4451	0.9393	910.1742	-20.3162	616.2326	1.5441	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
15	108.7118	-0.1020	125.1560	1.7876	902.5747	-44.2925	777.2453	10.2008	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
16	105.8375	0.0116	122.4152	1.7403	1021.1997	-50.0828	915.0660	11.5415	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
17	112.8877	-0.1329	25.2740	0.8626	565.0200	-28.9862	561.6756	2.7838	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
18	125.4096	-0.1410	14.2840	4.6217	538.9161	-14.8953	322.2068	6.4685	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
19	124.7427	-0.0801	4.3983	0.9115	684.0761	-35.3705	171.0144	4.1160	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	102.3929	-0.1417	26.1273	0.7776	1387.2968	-49.4989	1091.7783	4.0626	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21	70.0834	-0.3535	45.6323	0.5844	2187.2027	-37.7590	1863.5437	4.4542	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
22	102.3929	0.0000	26.1273	0.7729	1387.2968	-49.3572	1091.7783	4.4566	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
23	84.1596	0.0000	39.3476	0.6968	2253.7493	-68.4242	2141.3531	4.1125	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
24	95.6347	-0.0277	27.7807	0.7445	919.3486	-80.8472	638.6712	2.4912	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
25	90.1316	-0.1593	39.6779	0.7096	2402.6186	-69.1971	2174.5157	3.4820	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
26	81.3039	0.0000	38.3415	0.6720	2112.8792	-67.5500	2223.5990	4.5253	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
27	75.3474	-0.1459	41.5537	0.6345	1413.1166	-73.5627	1055.4031	2.6766	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

**Figura 30.** Documento de Excel en la que se asocian todos los eventos de un tipo de falla específico, en este caso alta vegetación. Se ilustra en la figura las fallas de la fase A a tierra (Falla1)



Así, si en la hoja de Excel se habla de *falla1*, se referirá a una falla en la fase A y por lo tanto se encontraran en esta hoja las características correspondientes a esta fase, generando para las demás fases valores de cero. Cada fila, dentro de cada hoja correspondiente a un tipo de falla, implica un evento diferente, es decir; si para una causa cualquiera en la hoja de *falla3* hay 5 filas, es porque existían cinco casos diferentes para esta condición de falla.

En el ejemplo anterior de la Figura 30 se ilustra el caso para varios tipos de falla (*falla1*, *falla2*...*falla7*, *falla10*) que corresponden a **Alta Vegetación**. De la Tabla 6 , donde alta vegetación se encuentra en la posición 2, se puede determinar que para esta falla existen 132 filas en la hoja de cálculo de Excel, lo que equivale a 132 casos. En la figura solo se alcanzan a visualizar 25 casos, y se observa que se está mostrando la información correspondiente a la hoja *Falla1* es decir una falla de la Fase A a tierra (Color Rojo). En color amarillo se encuentran los valores correspondientes a las fase B y aunque no se alcanza a visualizar en color azul se encuentran los valores de la fase C. Los valores asociados a las Fases B y C corresponden a cero, pues se está ilustrando eventos sobre fallas en la fase A.

Esta manera de desplegar la información se hace para cada tipo de falla y discriminando la fase o fases falladas. Igualmente, se construye un documento de Excel donde se resumen todas las causas con los datos de sus respectivos eventos. En esta tabla se puede visualizar información como la mostrada a continuación:





C14															fx 0	
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N		
1	VA	$\theta_{VA}$	$\delta_{1VA}$ (C.S.I)	$\delta_{2VA}$	IA	$\theta_{IA}$	$\delta_{1IA}$ (C.S.I)	$\delta_{2IA}$	VB	$\theta_{VB}$	$\delta_{1VB}$ (C.S.I)	$\delta_{2VB}$	IB	$\theta_{IB}$		
2	[kV]	[deg]	[kV]	(Vf/Vss)	[A]	[deg]	[A]	(If/Iss)	[kV]	[deg]	[kV]	(Vf/Vss)	[A]	[deg]		
48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
50	0	0	0	0	0	0	0	0	117.82721	-133.2422	2.612593339	0.9747468	1302.2615	-139.141		
51	0	0	0	0	0	0	0	0	97.055216	-0.003254	21.38689018	0.75748	1063.4702	-80.3748		
52	0	0	0	0	0	0	0	0	100.0004	-120.1236	29.10335893	0.7482337	2142.7037	164.8942		
53	0	0	0	0	0	0	0	0	97.055216	-0.003254	21.38689018	0.75748	1063.4702	-80.3748		
54	0	0	0	0	0	0	0	0	100.0004	-120.1236	29.10335893	0.7482337	2142.7037	164.8942		
55	0	0	0	0	0	0	0	0	82.147068	-138.97	46.27721674	0.6617187	2256.4265	-175.876		
56	0	0	0	0	0	0	0	0	113.21619	-124.4384	20.04420396	0.850029	1522.5822	-171.044		
57	0	0	0	0	0	0	0	0	85.137434	-121.8974	39.29211132	0.7058141	2309.7045	168.1366		
58	0	0	0	0	0	0	0	0	97.53057	-122.3303	20.54288613	0.7753104	936.0657	157.0226		
59	0	0	0	0	0	0	0	0	90.968408	-120.5625	36.23177064	0.6918289	2465.8643	169.3380		
60	0	0	0	0	0	0	0	0	73.765655	-139.5717	46.23156562	0.5783304	2289.0877	-176.853		
61	0	0	0	0	0	0	0	0	124.39516	-129.3991	1.72255982	1.0038668	881.65767	-140.839		
62	0	0	0	0	0	0	0	0	126.09332	-124.438	1.848852069	0.9992306	401.26006	-128.387		
63	0	0	0	0	0	0	0	0	58.915217	-149.1898	68.37397627	0.4573948	3488.655	-173.01		
64	0	0	0	0	0	0	0	0	71.167121	-144.9283	60.38993102	0.5463617	3474.7898	-166.988		
65	0	0	0	0	0	0	0	0	93.596963	-125.0349	31.9025878	0.7250219	1024.5123	-175.625		
66	0	0	0	0	0	0	0	0	119.88667	-127.8866	0.537257384	0.9971274	935.64061	-144.454		
67	0	0	0	0	0	0	0	0	117.04728	-128.393	0.77381078	1.005882	1074.731	-148.598		
68	0	0	0	0	0	0	0	0	131.70462	-124.5239	1.175504301	0.9914671	800.61581	-135.623		
69	0	0	0	0	0	0	0	0	124.39516	-129.3991	1.72255982	1.0038668	881.65767	-140.839		
70	0	0	0	0	0	0	0	0	126.09332	-124.438	1.848852069	0.9992306	401.26006	-128.387		
71	0	0	0	0	0	0	0	0	103.80757	-124.38	26.3021329	0.7736509	1477.9933	-172.836		
72	133.14892	0.0561862	1.563855725	0.996957647	250.29569	4.2876603	23.70667987	1.2870656	0	0	0	0	0	0		
73	133.1408	0.052516	1.711588898	0.997052952	248.904	3.8449836	41.15322447	1.2622682	0	0	0	0	0	0		
74	133.07445	0.0529034	1.734522121	0.996741082	270.75823	2.5498573	22.66753626	1.3511953	0	0	0	0	0	0		
75	112.8877	-0.132934	25.27404041	0.862554663	565.02003	-28.98618	561.6755903	2.7838402	0	0	0	0	0	0		
76	125.40962	-0.141047	14.28402451	4.621665984	538.91613	-14.89533	322.2067522	6.4685	0	0	0	0	0	0		
77	124.74272	-0.080107	4.398348435	0.911487644	684.07611	-35.37052	171.014449	4.1159828	0	0	0	0	0	0		

◀ ▶ 🔍

Acercamiento entre Conductores

Alta Vegetación

AMI - Atentado Aislador

AMI - Atentado Conductor

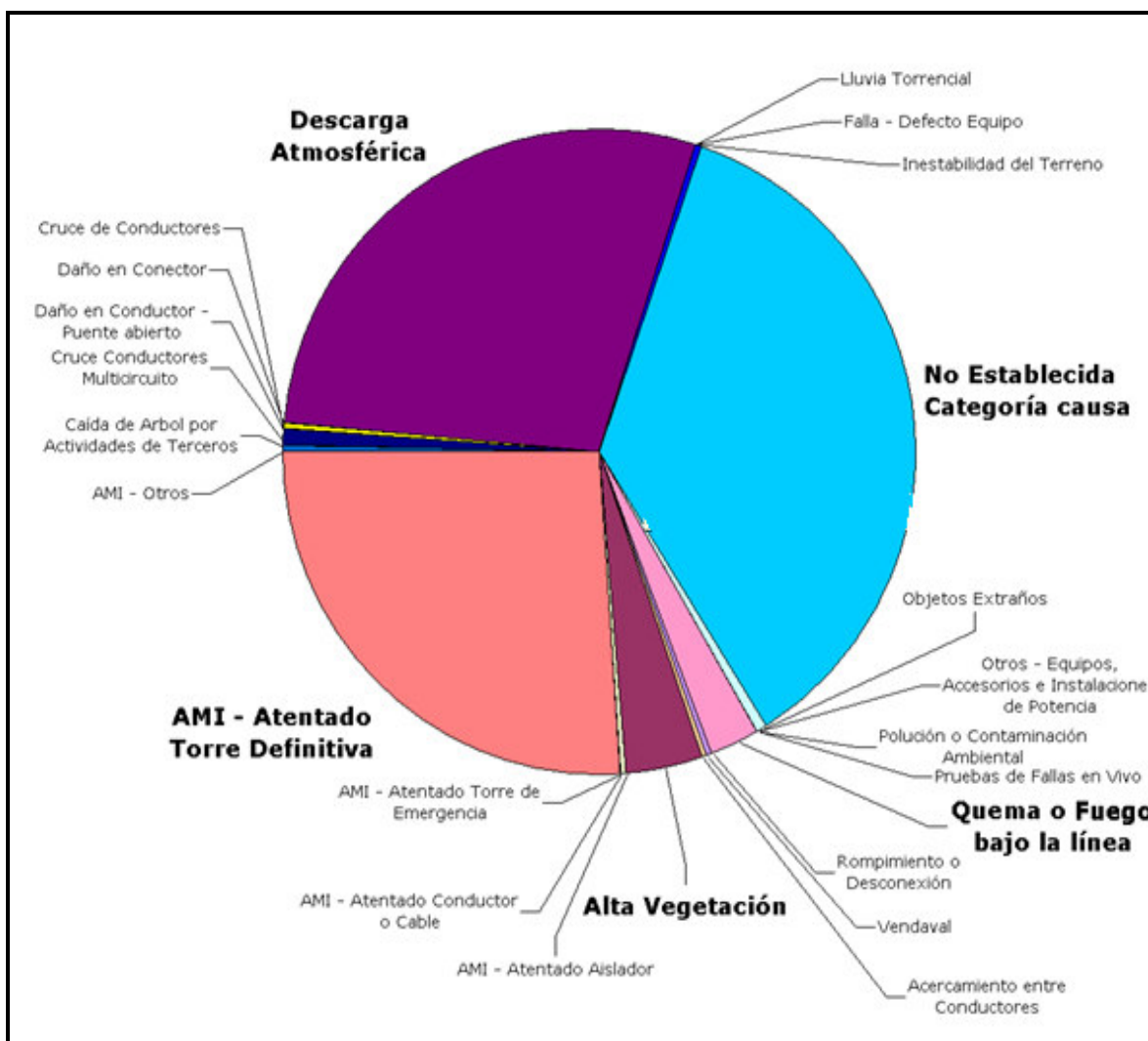
▶ 🔍

100%

**Figura 31.** Documento de Excel con las causas agrupadas en diferentes hojas. Se ilustra la correspondiente a Alta Vegetación

Al observar este archivo se encuentra que las hojas existentes corresponden a cada una de las causas de las fallas y en cada hoja existe una matriz de datos. En esta última están relacionados todos los eventos que tienen que ver con cada causa, es decir ya no están discriminados por la fase fallada. Sin embargo es posible reconocer el tipo de falla de acuerdo con la tabla de datos pues al extraer información únicamente de la fase fallada, los valores para las demás fases serán por defecto, cero. Es decir, si para una causa determinada existió un evento debido a una falla de la fase A con tierra, en la matriz de datos, los valores que aparecerán para las características de las fases B y C tendrán en ambas un valor de cero, tal como se observa en la Figura 31.

En la Tabla 6 se discriminan las causas de las fallas encontradas y se menciona cuantos de los 3556 casos corresponden a cada una de éstas y su respectivo porcentaje. Es importante resaltar que esto se realiza con el fin de mostrar que existen causas que por si solas no son representativas y no ameritan un análisis estadístico, tal como se observa en la Figura 32.



**Figura 32.** Diagrama circular que representa la distribución de la causa de las fallas

Como se puede observar, existen únicamente 5 causas de falla que aportan una componente importante al diagrama final, el resto de causas prácticamente tienen un aporte nulo.

Debido a esto se decide agrupar las causas no significativas en una sola y de este modo permitir en todas un análisis estadístico. La tabla de datos entonces, quedó reducida a los tipos de falla ilustrados en la Tabla 8:



No	Causa de la Falla	Numero Total de Casos	Porcentaje
1	Alta Vegetación	132	3.712%
2	AMI - Atentado Torre Definitiva	932	26.209%
3	Descarga Atmosférica	1012	28.459%
4	No Establecida - Categoría causa	1277	35.911%
5	Otros	117	3.290%
6	Quema o Fuego bajo la línea	86	2.418%
	<b>Total</b>	<b>3556</b>	<b>100.00%</b>

**Tabla 8.** Causa de las fallas realizando el agrupamiento de las menos significativas

Bajo la categoría de “*Otros*” quedaron agrupadas las siguientes causas:

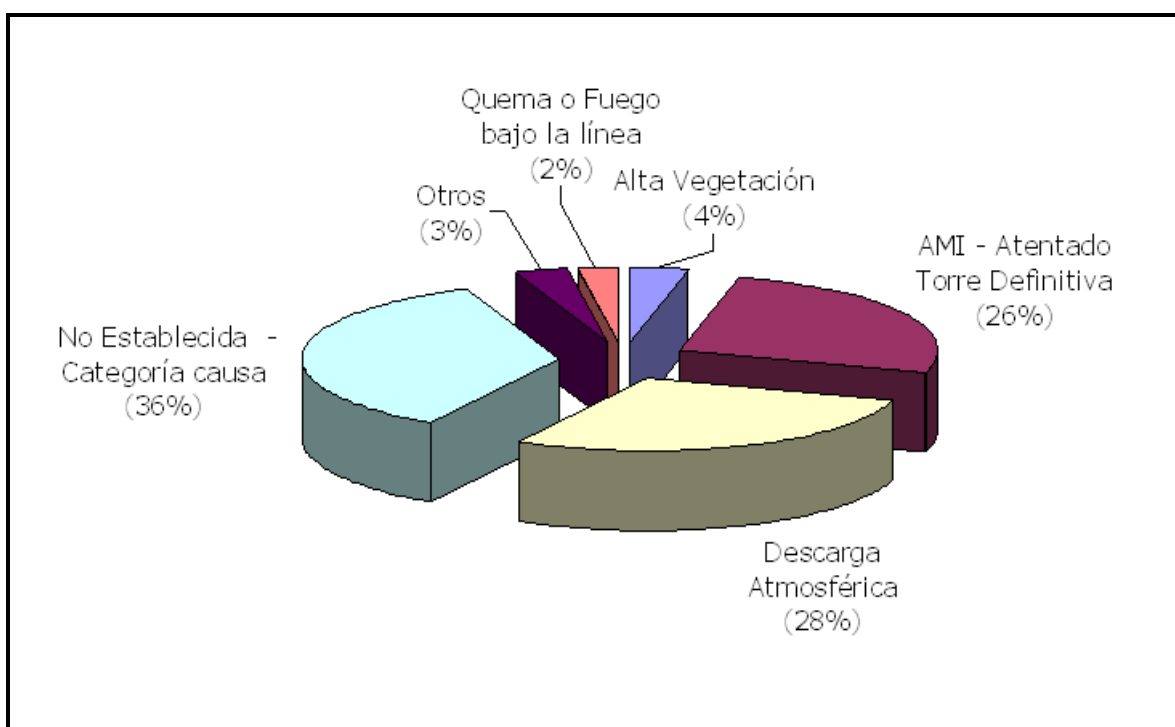
<b>OTROS</b>	Acercamiento entre Conductores
	AMI - Atentado Aislador
	AMI - Atentado Conductor o Cable
	AMI - Atentado Torre de Emergencia
	AMI – Otros
	Caída de Arbol por Actividades de Terceros
	Cruce Conductores Multicircuito
	Cruce de Conductores
	Daño en Conductor - Puente abierto
	Daño en Conector
	Falla - Defecto Equipo
	Inestabilidad del Terreno
	Lluvia Torrencial
	Objetos Extraños
	Otros - Equipos, Accesorios e Instalaciones de Potencia
	Polución o Contaminación Ambiental
	Pruebas de Fallas en Vivo
	Rompimiento o Desconexión
	Vendaval

**Tabla 9.** Causas agrupadas en la categoría de *Otros*.



Con la nueva distribución realizada, la contribución de cada causa al análisis final se realiza de manera más equilibrada y repartida, tal como se puede apreciar en el diagrama ilustrado en la Figura 33

De esta manera se realiza un estudio a las nuevas causas de las fallas y se obtienen resultados más detallados de cada una, mostrando una discriminación de acuerdo a la fase fallada. Al hacer esto se llega a los resultados ilustrados en la Tabla 10.



**Figura 33.** Diagrama circular de las causas de las fallas una vez fueron agrupadas



No	Causa de la Falla	Fase de Falla	Casos por Fases	Porcentaje por Fase	Total Eventos Causa	Porcentaje por Causa
1	Alta Vegetación	Fase A a Tierra	41	31.061%	132	3.712%
		Fallo Trifásico	3	2.273%		
		Fase B a Tierra	22	16.667%		
		Fase C a Tierra	47	35.606%		
		Fase A y Fase B	2	1.515%		
		Fase A y Fase C	6	4.545%		
		Fase B y Fase C	6	4.545%		
		Fase A y Fase B a Tierra	5	3.788%		
2	AMI - Atentado Torre Definitiva	Fase A a Tierra	279	29.936%	932	26.209%
		Fallo Trifásico	48	5.150%		
		Fallo Trifásico a Tierra	2	0.215%		
		Fase B a Tierra	112	12.017%		
		Fase C a Tierra	343	36.803%		
		Fase A y Fase B	16	1.717%		
		Fase A y Fase C	9	0.966%		
		Fase B y Fase C	28	3.004%		
		Fase A y Fase B a Tierra	18	1.931%		
		Fase A y Fase C a Tierra	34	3.648%		
		Fase B y Fase C a Tierra	43	4.614%		
3	Descarga Atmosférica	Fase A a Tierra	255	25.198%	1012	28.459%
		Fallo Trifásico	32	3.162%		
		Fallo Trifásico a Tierra	10	0.988%		
		Fase B a Tierra	213	21.047%		
		Fase C a Tierra	242	23.913%		



		Fase A y Fase C	3	0.296%		
		Fase B y Fase C	4	0.395%		
		Fase A y Fase B a Tierra	77	7.609%		
		Fase A y Fase C a tierra	98	9.684%		
		Fase B y fase c a Tierra	78	7.708%		
4	No Establecida - Categoría causa	Fase A a Tierra	372	29.131%	1277	35.911%
		Fallo Trifásico	39	3.054%		
		Fallo Trifásico a Tierra	1	0.078%		
		Fase B a Tierra	246	19.264%		
		Fase C a Tierra	334	26.155%		
		Fase A y Fase B	32	2.506%		
		Fase A y Fase C	2	0.157%		
		Fase B y Fase C	75	5.873%		
		Fase A y Fase B a Tierra	47	3.681%		
		Fase A y Fase C a Tierra	66	5.168%		
		Fase B y Fase C a Tierra	63	4.933%		
5	Otros	Fase A a Tierra	27	23.077%	117	3.290%
		Fallo Trifásico	5	4.274%		
		Fase B a Tierra	14	11.966%		
		Fase C a Tierra	38	32.479%		
		Fase A y Fase B	6	5.128%		
		Fase B y Fase C	19	16.239%		
		Fase A y Fase B a Tierra	2	1.709%		
		Fase A y Fase C a Tierra	2	1.709%		
		Fase B y Fase C a Tierra	4	3.419%		
6	Quema o Fuego bajo	Fase A a Tierra	19	22.093%	86	2.418%



	la línea	Fase B a Tierra	7	8.140%		
		Fase C a Tierra	18	20.930%		
		Fase A y Fase B	12	13.953%		
		Fase A y Fase C	1	1.163%		
		Fase B y Fase C	28	32.558%		
		Fase A y Fase B a Tierra	1	1.163%		
	<b>Total</b>	-	<b>3556</b>	-	<b>3556</b>	100%

**Tabla 10.** Número de casos dependiendo de la fase fallada en cada causa de falla

De acuerdo a la Tabla 10 se realiza el primer análisis estadístico en el cual se toma de cada evento del vector característico la información discriminada de acuerdo a lo mostrado en la tabla anterior. Adicionalmente se debe tener en cuenta las equivalencias señaladas en la Tabla 7.

El análisis a este volumen inicial de información, es el primer filtro que se realiza para observar el comportamiento de las características extraídas. Toda la información es exportada a hojas de Excel donde se pueda tener acceso a los datos de donde se partió para el análisis estadístico con el fin de facilitar los cálculos realizados. A la información presente en estos documentos de Excel se le obtienen los valores de media y la desviación estándar.



B3		Alta Vegetación														
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	
1	No	Causa	Fase de Falla	Medida estadística	VA [kV]	$\theta_{VA}$ [deg]	$\delta I_{VA}$ (C.S.I) [kV]	$\delta I_{VA}$ (Vf/Vss) [kV]	IA [A]	$\theta_{IA}$ [deg]	$\delta I_{IA}$ (C.S.I) [A]	$\delta I_{IA}$ (If/Iss) [A]	VB [kV]	$\theta_{VB}$ [deg]	$\delta I_{VB}$ (C.S.I) [kV]	
3	1	Alta Vegetación	Fase A a Tierra	Media	107.723	-0.159	28.164	1.061	1530.586	-41.448	1039.539	4.280	-	-	-	
4				Desviación	17.911	0.354	32.832	0.851	1222.556	23.532	1079.959	3.036	-	-	-	
5				Fallo Trifásico	Media	69.598	-0.037	28.117	0.585	2336.760	-80.737	692.840	2.951	70.936	-121.747	25.114
6				Desviación	2.326	0.034	3.226	0.016	974.440	3.724	174.584	0.617	3.873	0.265	3.847	
7				Fase B a Tierra	Media	-	-	-	-	-	-	-	-	102.355	-116.967	23.128
8				Desviación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.144	38.687	20.533
9				Fase C a Tierra	Media	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10				Desviación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11				Fase A y Fase B	Media	74.699	0.000	53.739	0.596	3382.508	0.098	2577.744	4.198	63.967	-8.482	57.105
12				Desviación	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
13				Fase A y Fase C	Media	95.754	0.125	33.561	0.744	1874.225	-126.333	1659.504	4.448	-	-	-
14				Desviación	3.376	0.201	15.066	0.042	958.166	3.823	906.557	1.790	-	-	-	-
15				Fase B y Fase C	Media	-	-	-	-	-	-	-	-	90.677	-142.460	32.173
16				Desviación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.222	16.040	26.074
17				Fase A y Fase B a Tierra	Media	100.605	-0.032	18.245	0.786	1553.215	-32.109	935.298	2.738	102.772	-110.646	17.925
18				Desviación	30.720	0.160	13.501	0.200	1189.484	37.240	1017.909	1.665	27.777	8.341	13.371	13.371
19	2	AMI - Atentado Torre Definitiva	Fase A a Tierra	Media	96.661	2.961	48.275	0.983	2637.370	-52.484	2006.179	5.990	-	-	-	
20				Desviación	33.577	23.999	41.000	0.797	2985.639	33.914	2932.928	5.753	-	-	-	
21				Fallo Trifásico	Media	79.976	0.781	41.953	0.697	649.326	-18.671	229.151	2.692	71.455	-114.632	33.644
22				Desviación	34.533	4.384	43.535	0.628	510.357	35.066	172.620	1.658	22.641	29.045	39.672	
23				Fallo Trifásico a Tierra	Media	132.053	0.000	3.560	0.998	191.430	-35.625	139.384	0.995	22.970	85.515	59.159
24				Desviación	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
25				Fase B a Tierra	Media	-	-	-	-	-	-	-	-	100.484	-104.677	48.036
26				Desviación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.620	44.901	39.122
27				Fase C a Tierra	Media	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28				Desviación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29				Fase A y Fase B	Media	102.331	-0.011	57.980	1.242	3534.024	-26.302	3457.977	4.690	100.145	-92.073	58.707
30				Desviación	20.727	0.052	40.419	1.204	2633.190	15.601	2828.336	3.049	22.256	23.732	40.355	
31				Fase A y Fase C	Media	84.096	0.000	44.266	0.678	2199.922	-124.751	2022.648	4.494	0.000	-	-
32				Desviación	14.883	0.000	15.637	0.089	827.028	29.495	821.987	1.423	0.000	-	-	-
33				Fase B y Fase C	Media	-	-	-	-	-	-	-	-	90.103	-143.307	46.812
34				Desviación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.802	11.970	31.737
35				Fase A y Fase B a Tierra	Media	80.461	-0.022	36.757	0.678	1750.083	-40.942	967.607	2.534	78.106	-71.769	39.942
36				Desviación	45.062	0.065	40.937	0.298	1384.885	30.769	866.531	2.383	44.647	45.120	33.842	
37				Fase A y Fase C a Tierra	Media	99.432	-3.241	17.255	1.040	2430.634	-75.786	956.829	5.462	-	-	-
38				Desviación	15.366	8.581	10.245	0.778	2080.778	45.840	726.900	3.855	-	-	-	-
39				Fase B y Fase C a Tierra	Media	-	-	-	-	-	-	-	-	108.161	-128.011	39.010
40		Desviación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.222	16.040	26.074		

**Figura 34.** Documento de Excel una donde se calculan la medidas estadísticas de media y desviación estándar

En la figura anterior se alcanzan a apreciar dos tipo de causas de falla con sus respectivas medidas de media y desviación estándar para las fases A y B (colores rojo y amarillo respectivamente) a cada una de las características eléctricas definidas desde el inicio del proyecto, plasmadas en la Tabla 3. De esta misma manera se encuentra distribuida la información para las demás causas de falla.

Observando la información resultante en el archivo ilustrado en la Figura 34 se llega a la conclusión de que es necesario realizar un nuevo filtro pues, en muchas casos los eventos asignados a una fase fallada de una causa particular son muy pocos, lo que hace que las medidas estadísticas realizadas a estos datos fueran irrelevantes. De esta manera se encuentra que era mejor ordenar las fases falladas en grupos que permitieran obtener resultados significativos y que aportaran valor agregado. De acuerdo a esto se genera la Tabla 11:





No	Causa de la Falla	Falla	Casos por Fases	Porcentaje por Fase	Total Eventos Causa	Porcentaje por Causa
1	Alta Vegetación	Monofásica Bifásico Trifásico	110 19 3	83.33% 14.39% 2.27%	132	3.71%
2	AMI - Atentado Torre Definitiva	Monofásica Bifásica Trifásica	734 148 50	78.76% 15.88% 5.36%	932	26.21%
3	Descarga Atmosférica	Monofásica Bifásica Trifásica	710 260 42	70.16% 25.69% 4.15%	1012	28.46%
4	No Establecida - Categoría causa	Monofásica Bifásica Trifásica	952 285 40	74.55% 22.32% 3.13%	1277	35.91%
5	Otros	Monofásica Bifásica Trifásica	79 33 5	67.52% 28.21% 4.27%	117	3.29%
6	Quema o Fuego bajo la línea	Monofásica Bifásica	44 42	51.16% 48.84%	86	2.42%
	<b>Total</b>	-	<b>3556</b>	-	<b>3556</b>	100%

**Tabla 11.** Agrupamiento de las fases falladas de acuerdo a la causa

El agrupamiento de la esta tabla se realiza de acuerdo a:

<b>Monofásica</b>	Fase A a Tierra Fase B a Tierra Fase C a Tierra
<b>Bifásica</b>	Fase A y Fase B Aisladas Fase A y Fase C Aisladas Fase B y Fase C Aisladas Fase A y Fase B a Tierra Fase A y Fase C a Tierra Fase B y Fase C a Tierra
<b>Trifásica</b>	Fallo Trifásico Aislado Fallo Trifásico a Tierra

**Tabla 12.** Agrupamiento de acuerdo a la fase fallada

En este caso de se realiza la extracción de información al vector característico de acuerdo a la agrupación ilustrada en la Tabla 11, es decir que este se considera como un segundo filtro donde el asociamiento de las características comunes como en este caso las fases falladas permite obtener parámetros de agrupamiento más relevantes sobre las características eléctricas extraídas a los



registros de perturbaciones. Ésta conclusión se obtiene mediante métodos heurísticos que permiten establecer una mejor caracterización de los resultados obtenidos. Los resultados en esta nueva distribución para los diferentes tipos de fallas se almacenan en un documento de Excel. La forma en que se encuentra presentada la información se ilustran para algunos tipos de falla en la siguiente figura:

A25		fe		3																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
A		B		C		D		E		F		G		H		I		J		K		L		M		N		O																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
No		Causa		Fase		Medida estadística		Vf	$\theta_{Vf}$	$\delta 1_{Vf}$ (C.S.I)	$\delta 2_{Vf}$ (Vf/Vss)	If	$\theta_{If}$	$\delta 1_{If}$ (C.S.I)	$\delta 2_{If}$ (If/Iss)	Vres	$\theta_{Vres}$	$\delta 1_{Vres}$ (C.S.I)	$\delta 2_{Vres}$ (Vres/Vss)	Ire	$\theta_{Ire}$	$\delta 1_{Ire}$ (C.S.I)	$\delta 2_{Ire}$ (Ire/Iss)	Vf	$\theta_{Vf}$	$\delta 1_{Vf}$ (C.S.I)	$\delta 2_{Vf}$ (Vf/Vss)	If	$\theta_{If}$	$\delta 1_{If}$ (C.S.I)	$\delta 2_{If}$ (If/Iss)	Vres	$\theta_{Vres}$	$\delta 1_{Vres}$ (C.S.I)	$\delta 2_{Vres}$ (Vres/Vss)	Ire	$\theta_{Ire}$	$\delta 1_{Ire}$ (C.S.I)	$\delta 2_{Ire}$ (Ire/Iss)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
1	1	Alta Vegetación	Monofásica	Media	105.71873	20.586398	40.46201622	0.9889194	1684.3074	-1.287631	1249.523392	4.3432797	46.077804	-51.15928	1698.1484	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.081179	10.11719	1.0811

**Figura 35.** Cálculo de las medidas de media y desviación estándar para las causas de falla una vez han sido ordenadas por grupos de fase fallada.

Al realizar un estudio a la Tabla 11, se observa que la falla que más contribuye a la causa en todos los casos corresponde a la falla monofásica y por esto, se genera una tabla de datos en este mismo documento de Excel donde únicamente se mencionaba este tipo de falla. Los resultados obtenidos para este procedimiento de ilustran en la Tabla 13



No	Causa	Fase	Medida	Vf [kV]	$\theta_f$ [deg]	$\delta 1_{vf}$ (C.S.I) [kV]	$\delta 2_{vf}$ (Vf/Vss)	If [A]	$\theta_{If}$ [deg]	$\delta 1_{If}$ (C.S.I) [A]	$\delta 2_{If}$ (If/Iss)	Vres [kV]	$\theta_{Vres}$ [deg]	Ires [A]	$\theta_{Ires}$ [deg]	$\theta_{Vf-If}$ [deg]
1	Alta Vegetación	Monofásica	Media	105.719	20.586	40.462	0.989	1684.307	-1.288	1249.523	4.343	46.078	-51.159	1698.517	-1.434	38.238
			Desv	24.289	85.497	49.503	0.780	1422.084	88.247	1357.338	2.839	57.852	87.573	1484.375	86.774	24.450
2	AMI - Atentado Torre Definitiva	Monofásica	Media	103.145	34.538	48.376	0.934	2360.065	17.220	1703.396	5.925	57.009	-56.240	2285.655	16.179	54.594
			Desv	75.671	80.711	40.194	0.749	2483.182	81.206	2308.720	4.752	78.504	92.388	2624.472	80.447	25.041
3	Descarga Atmosférica	Monofásica	Media	80.086	1.775	63.958	0.594	3005.410	35.718	2812.010	5.566	64.379	-43.064	3026.175	34.187	68.987
			Desv	65.153	93.172	36.926	0.317	2418.366	96.035	2629.584	4.438	69.734	100.346	2609.579	95.963	13.813
4	No Establecida - Categoría causa	Monofásica	Media	90.921	7.212	58.579	0.696	2386.828	24.208	2106.048	4.985	63.434	-50.360	2389.790	23.496	65.063
			Desv	48.722	91.153	41.023	0.381	1972.891	95.018	2190.660	2.492	92.943	99.011	2059.059	94.719	20.243
5	Otros	Monofásica	Media	90.603	29.966	70.376	0.641	3129.628	27.859	2564.661	5.403	81.851	-56.694	3193.195	28.681	65.905
			Desv	36.335	89.580	39.887	0.535	2570.686	83.341	2793.634	4.099	59.071	82.592	2755.169	81.324	18.720
6	Quema o Fuego bajo la línea	Monofásica	Media	122.002	14.716	65.009	0.729	1924.131	4.038	1294.864	5.468	74.547	-54.004	1950.377	2.057	43.405
			Desv	52.804	80.666	42.043	0.390	885.174	80.894	960.881	3.817	59.496	85.320	943.119	81.459	23.565

**Tabla 13.** Resultado obtenidos para las fallas monofásicas de todas las causas de falla. La primera fila de cada falla corresponde a la media, mientras que la segunda corresponde a la desviación estándar



Al realizar un detallado análisis de la tabla descrita en la hoja de "Estadísticas\_2" se observa que, para la mayoría de los casos los valores de las características coinciden para las fases involucradas en las fallas sin importar el tipo de ésta, es decir si se habla de una falla bifásica entre las fases A y C, las características de la fase A eran muy similares a las de la fase C; o si se trataba de una falla trifásica, las características de las tres fases eran muy parecidas entre sí.

De acuerdo a lo anterior se decide realizar un análisis, pero esta vez agrupando los datos por fase independiente del tipo de falla que se tratara, esto implica que si se trata de una falla bifásica entre las fases B y C por ejemplo, se unen en una misma columna de datos las características de las fases B y las características de la fase C. De esta manera se obtuvo un análisis para características por fase para cada uno de los tipos de falla de las 6 causas establecidas.

Ilo	Causa	Fase	Medida Estadística	Vf [kV]	$\theta_i$ [deg]	$\delta 1_{if}$ (C.S.1) [kV]	$\delta 2_{if}$ (Vf/Vss)	If [A]	$\theta_{if}$ [deg]	$\delta 1_{if}$ (C.S.1) [A]	$\delta 2_{if}$ (If/Iss)	Vres [kV]	$\theta_{vres}$ [deg]	Ires [A]
1	Alta Vegetación	Monofásica	Media	105.719	20.586	40.462	0.989	1684.307	-1.288	1249.523	4.343	46.078	-51.159	1698.517
			Desviacion	24.289	85.497	49.503	0.780	1422.084	88.247	1357.338	2.839	57.852	87.573	1484.375
		Bifásica	Media	92.661	-1.215	31.569	0.731	1797.940	-42.724	1312.722	3.493	8.286	51.256	272.330
			Desviacion	18.630	97.404	19.536	0.132	993.791	102.420	913.861	1.444	11.586	66.658	546.729
		Trifásica	Media	70.019	-1.596	28.649	0.583	2356.403	37.674	1275.922	3.147	1.764	64.308	62.967
			Desviacion	2.677	103.387	4.211	0.013	862.364	103.297	612.180	0.607	0.511	6.136	36.119
2	AMI - Atentado Torre Definitiva	Monofásica	Media	103.145	34.538	48.376	0.934	2360.065	17.220	1703.396	5.925	57.009	-56.240	2285.655
			Desviacion	75.671	80.711	40.194	0.749	2483.182	81.206	2308.720	4.752	78.504	92.388	2624.472
		Bifásica	Media	80.917	-10.050	37.960	0.719	2186.270	-20.608	1343.519	4.131	25.795	-32.539	951.342
			Desviacion	38.009	97.497	39.938	0.553	2218.592	96.175	1592.098	3.290	39.106	90.584	1215.467
		Trifásica	Media	74.873	3.961	36.002	0.676	673.356	7.334	176.798	2.695	14.358	13.464	84.838
			Desviacion	29.599	96.717	38.093	0.602	562.533	92.394	175.061	1.688	38.607	77.711	311.713
3	Descarga Atmosférica	Monofásica	Media	80.086	1.775	63.958	0.594	3005.410	35.718	2812.010	5.566	64.379	-43.064	3026.175
			Desviacion	65.153	93.172	36.926	0.317	2418.366	96.035	2629.584	4.438	69.734	100.346	2609.579
		Bifásica	Media	54.919	-13.450	41.770	0.458	2762.822	12.786	2320.198	3.919	40.511	-10.952	2702.696
			Desviacion	35.248	82.166	33.424	0.383	2918.945	100.688	2630.623	3.443	37.156	105.682	2572.532
		Trifásica	Media	56.336	0.338	30.134	0.476	2401.691	26.101	782.827	3.084	5.893	22.708	412.580
			Desviacion	29.959	93.408	26.222	0.229	1977.643	97.733	757.730	1.389	11.539	105.927	717.910
4	No Establecida - Categoría causa	Monofásica	Media	90.921	7.212	58.579	0.696	2386.828	24.208	2106.048	4.985	63.434	-50.360	2389.790
			Desviacion	48.722	91.153	41.023	0.381	1972.891	95.018	2190.660	2.492	92.943	99.011	2059.059
		Bifásica	Media	76.336	-13.289	37.767	0.611	2743.946	3.760	2354.925	4.225	24.486	2.456	1229.360
			Desviacion	35.938	97.579	32.158	0.332	2330.248	107.497	2264.486	3.049	27.760	101.568	1610.695
		Trifásica	Media	64.075	-0.920	30.630	0.546	2205.919	35.244	873.943	3.159	6.376	25.198	89.283
			Desviacion	26.782	96.207	21.585	0.219	1508.666	98.335	735.679	1.504	22.489	84.064	64.072
5	Otros	Monofásica	Media	90.603	29.966	70.376	0.641	3129.628	27.859	2564.661	5.403	81.851	-56.694	3193.195
			Desviacion	36.335	89.580	39.887	0.535	2570.686	83.341	2793.634	4.099	59.071	82.592	2755.169
		Bifásica	Media	91.858	-27.669	35.363	0.757	2516.354	-36.153	1763.219	4.834	8.284	43.300	186.636
			Desviacion	30.360	121.736	33.287	0.188	1857.166	107.369	1582.961	2.615	12.799	100.064	247.869
		Trifásica	Media	42.909	0.475	20.459	0.287	1990.354	42.844	377.642	4.540	3.774	64.309	49.652
			Desviacion	22.138	99.822	15.903	0.075	499.920	100.380	197.092	4.840	0.543	24.434	44.777
6	Quema o Fuego bajo la línea	Monofásica	Media	122.002	14.716	65.009	0.729	1924.131	4.038	1294.864	5.468	74.547	-54.004	1950.377
			Desviacion	52.804	80.666	42.043	0.390	885.174	80.894	960.881	3.817	59.496	85.320	943.119
		Bifásica	Media	86.016	-10.392	69.764	0.758	2241.360	-31.659	2022.650	5.474	8.445	-21.789	26.925
			Desviacion	18.611	123.403	43.689	0.515	1207.684	109.493	1281.378	2.965	24.033	92.061	22.190

**Figura 36.** Cálculo de la media y desviación estándar para las causas de falla agrupadas en fallas por fase sin importar la fase fallada



Como se puede observar en esta figura, sin importar el tipo de falla que sea (monofásica, bifásica o trifásica), se agrupan las características en una sola variable de fase. Es decir que si la falla es bifásica, las dos fases comprometidas en el evento se agrupan promediándose en una sola variable de fase. Igualmente se hace si la falla es trifásica, debido a las razones mencionas previamente.

Al analizar la información agrupada de esta manera, se llega a la conclusión de que los ángulos de las tensiones y corrientes individualmente, son datos poco significativos por lo que se decidió eliminar estas columnas e incluir mejor la correspondiente a la diferencia entre los ángulos de la tensión y la corriente de cada fase tal y como se observa en la tabla de datos creada en la hoja de cálculos “*Estadística Final*”.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
Ilo	Causa	Fase	Medida Estadística	Vf [kV]	$\delta 1_{vf}$ (C.S.I) [kV]	$\delta 2_{vf}$ (Vf/Vss) [kV]	If [A]	$\delta 1_{if}$ (C.S.I) [A]	$\delta 2_{if}$ (If/Iss) [A]	$\theta_{Vf-If}$ [deg]	Vres [kV]	$\theta_{Vres}$ [deg]	Ires [A]	$\theta_{Ires}$ [deg]
1	Alta Vegetación	Monofásica	Media	105.719	40.462	0.989	1684.307	1249.523	4.343	38.238	46.078	-51.159	1698.517	-1.434
			Desviación	24.289	49.503	0.780	1422.084	1357.338	2.839	24.450	57.852	87.573	1484.375	86.774
		Bifásica	Media	92.661	31.569	0.731	1797.940	1312.722	3.493	69.930	8.286	51.256	272.330	-12.998
			Desviación	18.630	19.536	0.132	993.791	919.861	1.444	56.807	11.586	66.658	546.729	94.277
		Trifásica	Media	70.019	28.649	0.583	2356.403	1275.922	3.147	80.729	1.764	64.308	62.967	-40.351
			Desviación	2.677	4.211	0.013	862.364	612.180	0.607	2.173	0.511	6.136	36.119	22.126
2	AMI - Atentado Torre Definitiva	Monofásica	Media	103.145	48.376	0.934	2360.065	1703.396	5.925	54.594	57.009	-56.240	2285.655	16.179
			Desviación	75.671	40.194	0.749	2483.182	2308.720	4.752	25.041	78.504	92.388	2624.472	80.447
		Bifásica	Media	80.917	37.960	0.719	2186.270	1343.519	4.131	56.774	25.795	-32.539	951.142	16.896
			Desviación	38.009	39.938	0.553	2218.592	1592.098	3.290	60.262	39.106	90.584	1215.467	78.144
		Trifásica	Media	74.873	36.002	0.676	673.356	176.798	2.695	23.027	14.358	13.464	84.838	44.797
			Desviación	29.599	38.093	0.602	562.533	175.061	1.688	43.714	38.607	77.711	311.713	46.187
3	Descarga Atmosférica	Monofásica	Media	80.086	63.958	0.594	3005.410	2812.010	5.566	68.987	64.379	-43.064	3026.175	34.187
			Desviación	65.153	36.926	0.317	2418.366	2629.584	4.438	13.813	69.734	100.346	2609.579	95.963
		Bifásica	Media	54.919	41.770	0.458	2762.822	2320.198	3.919	63.764	40.511	-10.952	2702.696	-14.781
			Desviación	35.248	33.424	0.383	2918.945	2630.623	3.443	40.651	37.156	105.682	2572.532	88.918
		Trifásica	Media	56.336	30.134	0.476	2401.691	782.827	3.084	71.381	5.893	22.708	412.580	-19.227
			Desviación	29.959	26.222	0.229	1977.643	757.730	1.389	22.965	11.539	105.927	717.910	64.647
4	No Establecida - Categoría causa	Monofásica	Media	90.921	58.579	0.696	2386.828	2106.048	4.985	65.063	63.434	-50.360	2389.790	23.496
			Desviación	48.722	41.023	0.381	1972.891	2190.660	2.492	20.243	92.943	99.011	2059.059	94.719
		Bifásica	Media	76.336	37.767	0.611	2743.946	2354.925	4.225	65.688	24.486	2.456	1229.360	-11.748
			Desviación	35.938	32.158	0.332	2330.248	2264.486	3.049	46.300	27.760	101.568	1610.695	91.307
		Trifásica	Media	64.075	30.630	0.546	2205.919	873.943	3.159	74.836	6.376	25.198	89.283	0.507
			Desviación	26.782	21.585	0.219	1508.666	735.679	1.504	15.167	22.489	84.064	64.072	69.020
5	Otros	Monofásica	Media	90.603	70.376	0.641	3129.628	2564.661	5.403	65.905	81.851	-56.694	3193.195	28.681
			Desviación	36.335	39.887	0.535	2570.686	2793.634	4.099	18.720	59.071	82.592	2755.169	81.324
		Bifásica	Media	91.858	35.363	0.757	2516.354	1763.219	4.834	57.575	8.284	43.300	186.636	-12.583
			Desviación	30.360	33.287	0.188	1857.166	1582.961	2.615	72.330	12.799	100.064	247.869	115.620
		Trifásica	Media	42.909	20.459	0.287	1990.354	377.642	4.540	77.631	3.774	64.309	49.652	36.749
			Desviación	22.138	15.903	0.075	499.920	197.092	4.840	6.092	0.543	24.434	44.777	55.808
6	Quema o Fuego bajo la línea	Monofásica	Media	122.002	65.009	0.729	1924.131	1294.864	5.468	43.405	74.547	-54.004	1950.377	2.057
			Desviación	52.804	42.043	0.390	885.174	960.881	3.817	23.565	59.496	85.320	943.119	81.459
		Bifásica	Media	86.016	69.764	0.758	2241.360	2022.650	5.474	76.981	8.445	-21.789	26.925	7.157
			Desviación	18.611	43.689	0.515	1207.684	1281.378	2.965	57.385	24.033	92.061	22.190	104.111

**Figura 37.** Cálculo de las medidas de media y desviación estándar una vez eliminados los ángulos individuales y adicionando la diferencia angular entre la tensión y la corriente

Ésta puede considerarse como la tabla final de información a la cual se llegó mediante el análisis estadístico de la causa por fallas:



No	Causa	Fase	Medida Estadística	Vf [kV]	$\delta 1_{vf}$ (C.S.I) [kV]	$\delta 2_{vf}$ (Vf/Vss)	If [A]	$\delta 1_{If}$ (C.S.I) [A]	$\delta 2_{If}$ (If/Iss)
1	Alta Vegetación	Monofásica	Media	105.719	40.462	0.989	1684.307	1249.523	4.343
			Desviación	24.289	49.503	0.780	1422.084	1357.338	2.839
		Bifásica	Media	92.661	31.569	0.731	1797.940	1312.722	3.493
			Desviación	18.630	19.536	0.132	993.791	913.861	1.444
		Trifásica	Media	70.019	28.649	0.583	2356.403	1275.922	3.147
			Desviación	2.677	4.211	0.013	862.364	612.180	0.607
		Fase	Medida Estadística	$\theta_{vf-If}$ [deg]	Vres [kV]	$\theta_{Vres}$ [deg]	Ires [A]	$\theta_{Ires}$ [deg]	
		Monofásica	Media	38.238	46.078	-51.159	1698.517	-1.434	
			Desviación	24.450	57.852	87.573	1484.375	86.774	
		Bifásica	Media	69.930	8.286	51.256	272.330	-12.998	
			Desviación	56.807	11.586	66.658	546.729	94.277	
		Trifásica	Media	80.729	1.764	64.308	62.967	-40.351	
			Desviación	2.173	0.511	6.136	36.119	22.126	
2	AMI – Atentado Torre Definitiva	Fase	Medida Estadística	Vf [kV]	$\delta 1_{vf}$ (C.S.I) [kV]	$\delta 2_{vf}$ (Vf/Vss)	If [A]	$\delta 1_{If}$ (C.S.I) [A]	$\delta 2_{If}$ (If/Iss)
		Monofásica	Media	103.145	48.376	0.934	2360.065	1703.396	5.925
			Desviación	75.671	40.194	0.749	2483.182	2308.720	4.752
		Bifásica	Media	80.917	37.960	0.719	2186.270	1343.519	4.131
			Desviación	38.009	39.938	0.553	2218.592	1592.098	3.290
		Trifásica	Media	74.873	36.002	0.676	673.356	176.798	2.695
			Desviación	29.599	38.093	0.602	562.533	175.061	1.688
		Fase	Medida Estadística	$\theta_{vf-If}$ [deg]	Vres [kV]	$\theta_{Vres}$ [deg]	Ires [A]	$\theta_{Ires}$ [deg]	
		Monofásica	Media	54.594	57.009	-56.240	2285.655	16.179	
			Desviación	25.041	78.504	92.388	2624.472	80.447	
		Bifásica	Media	56.774	25.795	-32.539	951.142	16.896	
			Desviación	60.262	39.106	90.584	1215.467	78.144	
		Trifásica	Media	23.027	14.358	13.464	84.838	44.797	
			Desviación	43.714	38.607	77.711	311.713	46.187	
3	Descarga Atmosférica	Fase	Medida Estadística	Vf [kV]	$\delta 1_{vf}$ (C.S.I) [kV]	$\delta 2_{vf}$ (Vf/Vss)	If [A]	$\delta 1_{If}$ (C.S.I) [A]	$\delta 2_{If}$ (If/Iss)
		Monofásica	Media	80.086	63.958	0.594	3005.410	2812.010	5.566
			Desviación	65.153	36.926	0.317	2418.366	2629.584	4.438
		Bifásica	Media	54.919	41.770	0.458	2762.822	2320.198	3.919
			Desviación	35.248	33.424	0.383	2918.945	2630.623	3.443
		Trifásica	Media	56.336	30.134	0.476	2401.691	782.827	3.084
			Desviación	29.959	26.222	0.229	1977.643	757.730	1.389
		Fase	Medida	$\theta_{vf-If}$	Vres	$\theta_{Vres}$	Ires	$\theta_{Ires}$	



			Estadística	[deg]	[kV]	[deg]	[A]	[deg]	
		Monofásica	Media	68.987	64.379	-43.064	3026.175	34.187	
			Desviación	13.813	69.734	100.346	2609.579	95.963	
		Bifásica	Media	63.764	40.511	-10.952	2702.696	-14.781	
			Desviación	40.651	37.156	105.682	2572.532	88.918	
		Trifásica	Media	71.381	5.893	22.708	412.580	-19.227	
			Desviación	22.965	11.539	105.927	717.910	64.647	
4	No Establecida - Categoría causa	Fase	Medida Estadística	Vf [kV]	$\delta 1_{vf}$ (C.S.I) [kV]	$\delta 2_{vf}$ (Vf/Vss) [deg]	If [A]	$\delta 1_{If}$ (C.S.I) [A]	$\delta 2_{If}$ (If/Iss)
		Monofásica	Media	90.921	58.579	0.696	2386.828	2106.048	4.985
			Desviación	48.722	41.023	0.381	1972.891	2190.660	2.492
		Bifásica	Media	76.336	37.767	0.611	2743.946	2354.925	4.225
			Desviación	35.938	32.158	0.332	2330.248	2264.486	3.049
		Trifásica	Media	64.075	30.630	0.546	2205.919	873.943	3.159
			Desviación	26.782	21.585	0.219	1508.666	735.679	1.504
		Fase	Medida Estadística	$\theta_{vf-If}$ [deg]	Vres [kV]	$\theta_{Vres}$ [deg]	Ires [A]	$\theta_{Ires}$ [deg]	
		Monofásica	Media	65.063	63.434	-50.360	2389.790	23.496	
			Desviación	20.243	92.943	99.011	2059.059	94.719	
		Bifásica	Media	65.688	24.486	2.456	1229.360	-11.748	
			Desviación	46.300	27.760	101.568	1610.695	91.307	
		Trifásica	Media	74.836	6.376	25.198	89.283	0.507	
			Desviación	15.167	22.489	84.064	64.072	69.020	
5	Otros	Fase	Medida Estadística	Vf [kV]	$\delta 1_{vf}$ (C.S.I) [kV]	$\delta 2_{vf}$ (Vf/Vss) [deg]	If [A]	$\delta 1_{If}$ (C.S.I) [A]	$\delta 2_{If}$ (If/Iss)
		Monofásica	Media	90.603	70.376	0.641	3129.628	2564.661	5.403
			Desviación	36.335	39.887	0.535	2570.686	2793.634	4.099
		Bifásica	Media	91.858	35.363	0.757	2516.354	1763.219	4.834
			Desviación	30.360	33.287	0.188	1857.166	1582.961	2.615
		Trifásica	Media	42.909	20.459	0.287	1990.354	377.642	4.540
			Desviación	22.138	15.903	0.075	499.920	197.092	4.840
		Fase	Medida Estadística	$\theta_{vf-If}$ [deg]	Vres [kV]	$\theta_{Vres}$ [deg]	Ires [A]	$\theta_{Ires}$ [deg]	
		Monofásica	Media	65.905	81.851	-56.694	3193.195	28.681	
			Desviación	18.720	59.071	82.592	2755.169	81.324	
		Bifásica	Media	57.575	8.284	43.300	186.636	-12.583	
			Desviación	72.330	12.799	100.064	247.869	115.620	
		Trifásica	Media	77.631	3.774	64.309	49.652	36.749	
			Desviación	6.092	0.543	24.434	44.777	55.808	
6	Quema o Fuego bajo la línea	Fase	Medida Estadística	Vf [kV]	$\delta 1_{vf}$ (C.S.I) [kV]	$\delta 2_{vf}$ (Vf/Vss) [deg]	If [A]	$\delta 1_{If}$ (C.S.I) [A]	$\delta 2_{If}$ (If/Iss)



		Monofásica	Media	122.002	65.009	0.729	1924.131	1294.864	5.468
			Desviación	52.804	42.043	0.390	885.174	960.881	3.817
		Bifásica	Media	86.016	69.764	0.758	2241.360	2022.650	5.474
			Desviación	18.611	43.689	0.515	1207.684	1281.378	2.965
		<b>Fase</b>	<b>Medida Estadística</b>	<b><math>\theta_{vf-If}</math> [deg]</b>	<b><math>V_{res}</math> [kV]</b>	<b><math>\theta_{Vres}</math> [deg]</b>	<b><math>I_{res}</math> [A]</b>	<b><math>\theta_{Ires}</math> [deg]</b>	
		Monofásica	Media	43.405	74.547	-54.004	1950.377	2.057	
			Desviación	23.565	59.496	85.320	943.119	81.459	
		Bifásica	Media	76.981	8.445	-21.789	26.925	7.157	
			Desviación	57.385	24.033	92.061	22.190	104.111	

**Tabla 14.** Medidas estadísticas de las causas de las fallas distribuidas por fase para cada tipo de falla presentada

Con la ilustración de esta tabla de datos se puede dar por concluido el análisis de la información obtenida a través del vector característico final, y por tanto se logran completar todos los objetivos propuestos para este proyecto.

Es importante mencionar que los diferentes agrupamientos hechos a lo largo de este capítulo siempre se orientaron para obtener los resultados estadísticos que mejoren la capacidad de respuesta a fallas, es decir; encontrar los valores que logran caracterizar y correlacionar las variables asociadas a cada tipo de falla.

Al analizar las diferentes tablas de datos se puede observar que para algunas características de los diferentes tipos de falla no se logra establecer un valor que la identifique, y las medidas estadísticas encontradas dan valores que finalmente no aportan para el estudio de los diferentes tipos de falla. Sin embargo, y como se mencionó desde el inicio de este trabajo, el aporte fundamental del proyecto consiste en la metodología implementada para formar el vector característico obtenido. Esta metodología implica la implementación de un proceso que inicia desde cero y va creando y adaptando los elementos que dan solución a las necesidades surgidas, como la clasificación de información que se realizó al crear para ISA una nueva base de datos con información estructurada para los registros desde el 2001 al 2006; el acotamiento y la restricción de la información a procesar para incluir





únicamente los eventos que aportaban información útil al trabajo; las condiciones establecidas en el pre-procesamiento de los registros; los algoritmos y programas implementados en los diferentes procesos, entre otros para finalmente obtener un vector característico con toda la información disponible para realizar cualquier tipo de tratamiento y análisis posterior, gracias a la estructura soportada por el tipo de variable en que fue almacenado.



# CAPÍTULO 6

## APORTES

Como parte del desarrollo de este proyecto, queda como un valioso aporte el módulo que corresponde a la extracción de características eléctricas de un registro de perturbaciones siempre que este se encuentre en un formato IEEE COMTRADE. Cualquier registro de un DFR que almacene sus señales de tensión y corriente en este formato podrá ser accedido a través del algoritmo desarrollado e identificar de manera rápida los valores de interés asociados a este.

SUBESTACION A	
SBC	
Fase A:	
Tension rms [kV]: 132.786109	Corriente rms [A]: 172.685790
Angulo Tension [deg]: -0.014223	Angulo Corriente [deg]: 161.836285
Delta 1 (C.S.I) [kV]: 2.496942	Delta 1 (C.S.I) [A]: 6.498052
Delta 2 (Vfall/Vss): 0.987651	Delta 2 (Vfall/Vss): 0.972831
Fase B:	
Tension rms [kV]: 101.727411	Corriente rms [A]: 1046.732697
Angulo Tension [deg]: -121.959722	Angulo Corriente [deg]: 160.183345
Delta 1 (C.S.I) [kV]: 18.593986	Delta 1 (C.S.I) [A]: 1058.335386
Delta 2 (Vfall/Vss): 0.784946	Delta 2 (Vfall/Vss): 3.282189
Fase C:	
Tension rms [kV]: 132.660645	Corriente rms [A]: 191.542263
Angulo Tension [deg]: 121.271014	Angulo Corriente [deg]: -63.678835
Delta 1 (C.S.I) [kV]: 1.397391	Delta 1 (C.S.I) [A]: 11.928224
Delta 2 (Vfall/Vss): 0.987505	Delta 2 (Vfall/Vss): 1.026308
Tension Residual [kV]: 28.864439	Corriente Residual [A]: 1089.810758
Angulo Ten. Res [deg]: 69.565728	Angulo Corr. Res [deg]: 167.448416

**Figura 38.** Características eléctricas extraídas a un registro de fallas almacenado en formato COMTRADE



Como lo ilustra la figura anterior, extraer este tipo de características de un registro de osciloperturbografía permite realizar un diagnóstico previo o una aproximación al tipo de falla que muestra el registro.

En el caso descrito en la Figura 38, por ejemplo, se puede observar como la corriente asociada a la Fase B es mucho mayor que la corriente de las otras dos fases, y que igualmente los deltas de corriente asociados a esta fase presentan valores mucho mayores que las otras, significando que existió un incremento mucho mayor de corriente en esta fase.

Igualmente se puede observar que la corriente residual presenta un valor muy elevado, lo cual podría significar que la falla asociada a este registro evidencia una falla de la fase B a tierra. Si se sigue analizando el registro se puede observar como la tensión en la fase B es menor que en las otras dos fases, lo cual concuerda con la ocurrencia de una falla en esta fase, pues si la corriente aumenta, la tensión tiende a disminuir.

Análisis como el que se describió anteriormente, pueden permitir un diagnóstico inicial a partir de un registro osciloperturbográfico con los métodos desarrollados, lo que termina por incidir en la mejora en la identificación de las fallas a partir del procesamiento de un registro de un DFR.

Adicionalmente, con la herramienta desarrollada para el tratamiento de bases de datos estructuradas, como la creada a lo largo de este trabajo, se pueden obtener como resultado de los análisis estadísticos realizados, conclusiones interesantes para la operación y el mantenimiento de un sistema de eléctrico de potencia:



No	Causa de la Falla	Falla	Casos por Fases	% por Fase	Total Eventos Causa	% por Causa
1	Alta Vegetación	Monofásica	110	83.33%	132	3.71%
		Bifásico	19	14.39%		
		Trifásico	3	2.27%		
2	AMI - Atentado Torre Definitiva	Monofásica	734	78.76%	932	26.21%
		Bifásica	148	15.88%		
		Trifásica	50	5.36%		
3	Descarga Atmosférica	Monofásica	710	70.16%	1012	28.46%
		Bifásica	260	25.69%		
		Trifásica	42	4.15%		
4	No Establecida - Categoría causa	Monofásica	952	74.55%	1277	35.91%
		Bifásica	285	22.32%		
		Trifásica	40	3.13%		
5	Otros	Monofásica	79	67.52%	117	3.29%
		Bifásica	33	28.21%		
		Trifásica	5	4.27%		
6	Quema o Fuego bajo la línea	Monofásica	44	51.16%	86	2.42%
		Bifásica	42	48.84%		
	Total	-	3556	-	3556	100%

**Tabla 15.** Resultado de un análisis estadístico para los diferentes tipos de falla

Estos resultados son posibles, gracias al tratamiento que se da a la variable creada en Matlab donde se formó el vector característico de las diferentes fallas, lo cual puede implementarse en bases de datos formadas de acuerdo a los criterios y la estructura mencionada en este trabajo.

Analizar este tipo de información puede terminar en la elaboración o implementación de estrategias de mantenimiento y operación para el sistema. Por ejemplo si se analiza el número de eventos relacionados a descargas



atmosféricas, se observa que son muchos los casos de este tipo y que por lo tanto se debe trabajar fuertemente en la prevención y mantenimiento de los elementos encargados de atenuar las descargas eléctricas, como los cables de guarda, las puestas a tierra, entre otros.

Igualmente se observa que los tipos de falla monofásicos son los más comunes en las diferentes fallas, para lo cual se puede implementar que los recierres monofásicos asociados a las líneas de transmisión donde se presenten las anomalías, permanezcan habilitados y operativos, pues en la mayoría de las ocasiones un recierre permite despejar una falla cuando esta es monofásica.

Se muestra entonces como, un análisis muy superficial de este tipo de información permite grandes oportunidades de mejoramiento en los procesos, pues permite conocer los tipos y el número de fallas que se afectan los activos de la red. De la misma manera, un análisis mucho más profundo permitirá descubrir cosas más interesantes que apunten al mejoramiento continuo de los procesos, todo a partir de un tratamiento que se da una vez se logra construir un vector característico en una base de datos normalizada.

Como se puede ver, toda esta metodología y sus diferentes procesos quedan como valor agregado de este trabajo, al igual que el análisis estadístico básico realizado en este capítulo final, que aunque permite una caracterización básica, no refleja la caracterización ideal para los diferentes tipos de falla. La información recolectada y el vector característico creado abre las puertas para estudios y análisis posteriores mucho más profundos y especializados que se salen de los alcances de este trabajo. Igualmente, sin la fundamentación y los resultados obtenidos en este proyecto, no sería posible dar continuidad al proyecto macro de un modelo adaptativo de inteligencia artificial para el diagnóstico automático de fallas, descrito en [1] y en el que la minería de datos efectuada en este análisis es fundamental.



# **CAPÍTULO 7**

## **CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES**

### **7.1 CONCLUSIONES**

En el presente proyecto se presenta la clasificación y el procesamiento de registros de osciloperturbografía como una herramienta que puede lograr una mejora en la oportunidad de identificación de las perturbaciones que afectan los activos asociados a la transmisión de energía de un agente dedicado a este servicio, como es el caso de Interconexión Eléctrica S.A E.S.P – ISA -, mediante la implementación de módulos y esquemas que lleven toda la información disponible a convertirse en un valor agregado para los analistas expertos al momento de evaluar y analizar un evento registrado en cualquier DFR convencional.

Lograr la creación de una base de datos totalmente reformada donde la información almacenada posee una distribución estructurada producto de la clasificación y posterior agrupamiento de una serie de datos sin ningún patrón de asociación o comportamiento definidos previamente, demuestra el gran potencial existente en todos los registros de osciloperturbografía archivados en ISA durante los últimos años (2001-2006), y que había sido inexplorado hasta el momento de realizarse este proyecto.

De igual manera esto demuestra el gran alcance que se obtiene al poseer información estructurada independiente del campo laboral, pues en aquellos análisis donde se requiere patrones de caracterización y comportamiento definidos, la aplicación de este tipo de metodologías resulta ser un camino con altos índices de eficiencia, calidad y agilidad para encontrar resultados satisfactorios en el menor tiempo posible, pues disminuye significativamente los tiempos requeridos para la clasificación, el agrupamiento, el cálculo y el posterior análisis de todas las variables involucradas en el desarrollo del procesamiento de datos. Hipótesis que puede ser validada si se tiene en cuenta



los diferentes análisis y caracterizaciones obtenidas a partir de la implementación de las diferentes herramientas de procesamiento de datos aplicadas para la construcción y estudio del vector de características resultante.

Producto de la construcción del vector característico final, se obtiene una herramienta versátil y de gran utilidad para el procesamiento de registros osciloperturbográficos que se encuentren en formato IEEE COMTRADE, al comprobar satisfactoriamente el funcionamiento del módulo principal que rige este proyecto, el algoritmo encargado de procesar los archivos planos de configuración y datos (.cfg y .dat). Los resultados de este programa encargado de extraer de los registros las características eléctricas, obtenidos mediante su implementación en la base de datos de información estructurada, fueron ampliamente validados con errores de cálculo mínimos e insignificantes, entre los valores arrojados por el módulo creado en Matlab y los software especializados de aplicación cotidiana en análisis de perturbaciones, como lo son el Indactic-WinEVE y el SIGRA.

Para llegar a obtener un vector final con información que aportara valor agregado a los analistas expertos, fue necesario realizar un filtrado a los registros utilizados y restringir todos aquellos eventos que no cumplieran con las especificaciones necesarias para el posterior procesamiento que sería efectuado. Como se mencionó y resaltó en el proyecto, la búsqueda de un perfil determinado para los registros procesados terminaría en el descarte de cerca de 6000 registros de perturbaciones. Aunque un número tan voluminoso parece representar un gran impacto negativo sobre el proyecto, el efecto es realmente el contrario, pues se utiliza únicamente los registros que poseen información relevante al momento del procesamiento de los datos y el análisis realizado posteriormente. Entre toda la base de datos existente sólo 3106 registros poseían información útil para ser analizada. Este procedimiento es uno de los principales fundamentos de la aplicación de una minería de datos pues es donde se realiza un filtrado a la información de manera que se pueda



desechar todo aquello que no aporte al fin del proyecto, la mejora en la oportunidad de identificación de la causa de una falla.

El módulo de extracción de características y creación del vector final, es un algoritmo implementando en línea, es decir que las restricciones de la información y el descarte de registros son realizados en un proceso continuo de procesamiento de datos, con lo que se optimiza notoriamente todos los tiempos de ejecución del proyecto, pues de lo contrario hubiera sido necesaria una segunda clasificación a la base de datos creada, para aislar aquellos registros que cumplieran con los requisitos establecidos. Esto se logró mediante la modificación y expansión del módulo de creación del vector característico final, involucrando en él los comandos necesarios para realizar un descarte automático de eventos, tal como se especificó en los diferentes diagramas de flujo detallados a lo largo del presente trabajo.

Al realizar un análisis a los resultados obtenidos mediante el análisis estadístico de la causa de la falla, se concluye que es muy complicado encontrar un único patrón de coincidencia que identifique una falla en particular, pues entre la características procesadas no existe una que genere alto grado de confiabilidad para establecer pautas de comportamiento que permitan distinguir fácilmente la causa de una falla. Esto se determina gracias a que las variaciones entre los diferentes eventos asociados a una causa en particular poseen rangos en su mayoría para las magnitudes de las características extraídas. Por tal razón para asociar un evento cualquiera a una de las diferentes causas establecidas, **es necesario tomar en cuenta todas o por lo menos varias de las características asociadas en los resultados obtenidos**, pues al poseer varios parámetros con los que comparar es más difícil que se llegue a caer en una equivocación.

**Se convierten entonces todas las características extraídas a una causa particular de falla en la herramienta que mejorará la oportunidad de identificación de la causa de la falla** para eventos futuros, y no será una sola característica inherente a un tipo de perturbación determinado la que dictamine esta oportunidad de mejora como se tenía estipulado. Información

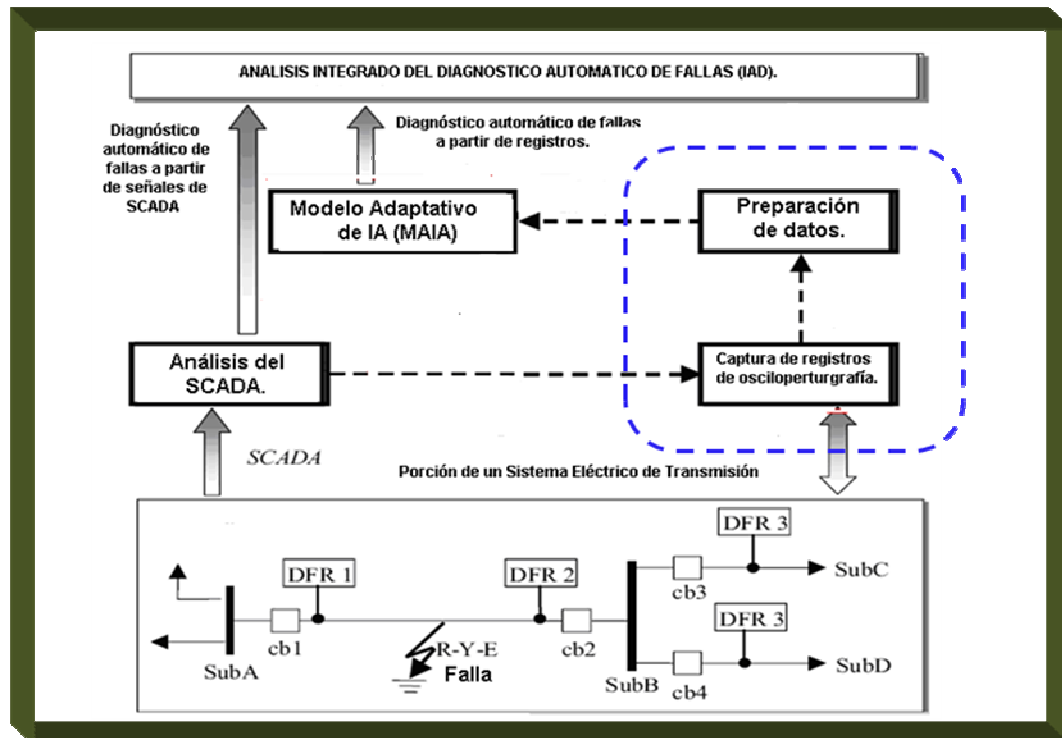




que se valida con los analistas encargados del estudio post-operativo de la red de transmisión de ISA.

## **7.2 OBSERVACIONES**

- ⊕ Se recomienda para todos los campos que involucran metodologías de procesamiento, caracterización, agrupamiento, parametrización, entre otras, aplicadas a variables y/o procesos específicos, como para este caso particular eventos en las líneas de transmisión, se creen bases de datos e información estructurada para que los análisis futuros, similares a los realizados en este trabajo, se puedan ejecutar de una manera ágil y precisa.
  
- ⊕ El vector característico obtenido del procesamiento de datos forma parte de la adaptación de datos para la integración de un modelo adaptativo de inteligencia artificial que busca el diagnóstico automático de fallas en líneas de transmisión, proyecto en desarrollo con autoría del coordinador por parte de ISA asignado a este proyecto.





## BIBLIOGRAFÍA

- [1] CALDERÓN SERNA, Jhon Albeiro. Modelo Adaptativo de IA para el diagnóstico automático de fallas a partir de registros de osciloperturbografía. Propuesta de Tesis de Maestría. UNAL – Sede Medellín. 2007.
- [2] CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Ley 143, 11 de Julio de 1994. 27 p.
- [3] DÍAZ I., ALTUVE J., VÁSQUEZ E., Estudio comparativo de filtros analógicos pasabajos para relevadores digitales de distancia. VIII Reunión de Verano de Potencia del IEEE Sección México. Acapulco
- [4] EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. ESP, [www.eeb.com.co](http://www.eeb.com.co)  
(<http://www.eeb.com.co/?idcategoria=1155>)  
(<http://www.eeb.com.co/?idcategoria=1157>)
- [5] GILCREST, G. B., ROCKFELLER, G. D. and UDREN E. A. High Speed Distance Relaying Using a Digital Computer, Part I - System Description, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 91, NO. 3. 1972
- [6] IEEE Std C37.111-1999, IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems
- [7] ISA-COLCIENCIAS-UNAL. Herramientas informáticas para el diagnóstico automático de eventos en líneas de transmisión de energía eléctrica. UNAL – Sede Medellín. 2007.
- [8] KEZUNOVIC, MLADEN and SLAVKO Vasilic. Fuzzy ART Neural Network Algorithm for Classifying the Power System Faults, IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 20, NO. 2005.



- [9] MANN, B. J. and MORRISON, J. F. Digital Calculation of Impedance for Transmission Line Protection, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 90, NO. 1. 1971
- [10] PALACIO HERNANDEZ, Francisco. Redes Neuronales CMAC como modelo de clasificación en minería de datos. México D.F.: Instituto Politécnico nacional, departamento de ingeniería eléctrica, 2006, 100 p.
- [11] PATIÑO RUIZ, Diana Elizabeth. Modelamiento de procesamiento de señales aplicado a protecciones distancia empleando Matlab y/o simulink. Informe de práctica de estudiante. Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
- [12] SLAVKO VASILIK. Fuzzy neural network pattern recognition algorithm for classification of the events in power system networks. Texas A&M University. 2004. 146 p
- [13] Y.H. Song a, Q.X. Xuan y A.T. Johns. Comparison studies of five neural network based fault classifiers for complex transmission lines, Electrical Power and Energy Systems. 1997.